

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель
Председателя Правления
АО «СО ЕЭС»

« ____ » _____ 2017 г.

_____ С.А. Павлушко

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
Генерального директора
ПАО «Россети»

« ____ » _____ 2017 г.

_____ /Р.Н. Бердников

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России
между АО «СО ЕЭС» и территориальной сетевой организацией,
являющейся дочерним обществом ПАО «Россети»

Соглашение № _____
о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС»
и ПАО «МРСК...» в целях обеспечения надежности функционирования
ЕЭС России

г. Москва

«___» _____ 201_ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице заместителя Председателя Правления Павлушко Сергея Анатольевича, действующего на основании доверенности № ____ от _____, с одной стороны, и Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания _____» (ПАО «МРСК _____»), именуемое в дальнейшем «МРСК», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, совместно здесь и далее именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Системный оператор единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), в том числе управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК, в объеме, предусмотренном действующим законодательством, нормативными правовыми актами Российской Федерации и настоящим Соглашением, и выполняет требования, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.2. МРСК осуществляет комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства МРСК, включая функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства МРСК, отнесенных к объектам диспетчеризации; выполняет диспетчерские команды и распоряжения Системного оператора, соблюдает выданные им диспетчерские разрешения, а также выполняет требования и условия, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.3. Стороны обязуются исполнять положения, инструкции, программы, стандарты, регламенты и иные документы, разработанные и утвержденные в соответствии с действующими нормативными правовыми актами, указанные в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2. Общие положения

2.1. Системный оператор осуществляет управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в соответствии с настоящим Соглашением через свои диспетчерские центры, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

2.2. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Сторонами через филиалы Системного оператора – объединенные диспетчерские управления (ОДУ), региональные диспетчерские управления (РДУ), представительства Системного оператора и соответствующие

филиалы МРСК, созданные на базе электросетевого комплекса распределительных сетевых компаний (далее – РСК).

2.3. В целях организации технологического взаимодействия РДУ и РСК обеспечивают в соответствии с настоящим Соглашением разработку и утверждение положений о технологическом взаимодействии между РДУ и РСК (далее – положения о взаимодействии), а также разработку, согласование и утверждение в соответствующих филиалах Системного оператора (ОДУ, РДУ) и МРСК, РСК иных положений, инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон.

В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства РСК, создано представительство Системного оператора, положение о технологическом взаимодействии разрабатывается и утверждается РСК, РДУ и представительством Системного оператора.

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, планирования и управления электроэнергетическим режимом, регулирования напряжения, производства переключений и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, утвержденные Системным оператором в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, представляются РДУ в РСК и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для МРСК по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения РСК, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие (но не ранее срока получения РСК соответствующих документов).

Стандарты Системного оператора, указанные в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, размещаются на официальном сайте Системного оператора в сети Интернет. Указанные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон и являются обязательными для МРСК в силу заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 5 Приложения № 1 к Соглашению или указанные в нем стандарты – в силу подписания соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению. МРСК (РСК) обязана осуществлять мероприятия, необходимые для исполнения положений стандартов Системного оператора, обязательства по применению которых в отношениях Сторон определены условиями настоящего Соглашения (с учетом изменений, вносимых дополнительными соглашениями).

РСК разрабатывает инструктивную документацию для центров управления сетями (далее – ЦУС) и подстанций МРСК на основании действующих нормативных правовых актов, стандартов, положений о взаимодействии, регламентов и соответствующих документов Системного оператора (согласно Приложению № 1 к Соглашению). Перечень документов РСК, подлежащих согласованию с РДУ, указан в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с вышеуказанными документами Системного оператора и МРСК руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2.4. Каждый диспетчерский центр Системного оператора определяет перечень линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства МРСК, в отношении которых он осуществляет

диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее – перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления).

Объект диспетчеризации относится к объектам, находящимся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, в случае если изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния данного объекта осуществляются непосредственно с помощью технических устройств этого диспетчерского центра или если эти изменения требуют координации этим диспетчерским центром действий или согласованных изменений на нескольких объектах диспетчеризации.

Объекты диспетчеризации, не отнесенные к объектам, находящимся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, относятся к объектам, находящимся в его диспетчерском ведении.

2.5. Распределение функций технологического управления и ведения ЛЭП, оборудованием и устройствами МРСК, относящимися к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с Принципами распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, согласованными Системным оператором и утвержденными 28.07.2009.

2.6. Информация о включении ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства МРСК в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится РДУ в письменном виде до сведения соответствующих РСК в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента включения соответствующего объекта в указанный перечень. РДУ и РСК обязаны соблюдать распределение объектов диспетчеризации по способу управления, предусмотренное указанным перечнем.

2.7. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Системным оператором посредством выдачи диспетчерских распоряжений, выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером соответствующего диспетчерского центра Системного оператора или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств телеуправления из диспетчерского центра.

2.8. Системный оператор определяет в каждом диспетчерском центре диспетчерский персонал – работников (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего РДУ, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств телеуправления. РДУ обязаны ежегодно до 01 января каждого года предоставлять РСК списки диспетчерского персонала и своевременно уведомлять о внесенных в них корректировках.

2.9. РСК определяет работников (диспетчеров¹ ЦУС, дежурный персонал подстанций МРСК, в т.ч. оперативных выездных бригад), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или

¹ Диспетчеры ЦУС относятся к категории дежурных работников субъектов электроэнергетики в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации, и не являются лицами, осуществляющими профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим соглашением.

эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства МРСК и (или) осуществление координации действий персонала, непосредственно выполняющего такие технологические операции (далее – оперативный персонал), и лиц административно-технического персонала, имеющих право оперативных переключений. РСК обязаны ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять в соответствующие РДУ списки указанных работников отдельно по каждому ЦУС и подстанции МРСК, в состав которой входят объекты диспетчеризации и с персоналом которых диспетчер РДУ ведет оперативные переговоры, и своевременно уведомлять о внесенных в них корректировках.

Изменение схемы оперативного обслуживания ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с соответствующим РДУ.

2.10. Диспетчерская команда выдается диспетчерским персоналом РДУ по каналам связи оперативному персоналу РСК и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Диспетчерское распоряжение выдается РДУ соответствующей РСК в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчерским персоналом РДУ по каналам связи оперативному персоналу РСК и содержит разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи разрешений, подачи диспетчерских команд и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется Системным оператором.

2.11. МРСК обеспечивает возможность получения диспетчерских команд и разрешений, выданных диспетчерским персоналом РДУ, непосредственно оперативным персоналом подстанций и ЦУС.

2.12. Оперативный персонал РСК обязан выполнить диспетчерские команды и распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

2.13. Диспетчерский персонал, в диспетчерском управлении которого находится объект диспетчеризации, перед выполнением операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации должен получить подтверждение возможности таких изменений у оперативного персонала, в технологическом ведении которого находится объект диспетчеризации.

Оперативный персонал, в технологическом управлении которого находится объект диспетчеризации, перед выполнением операций по изменению

технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации должен получить разрешение на такие изменения у диспетчерского персонала, в диспетчерском ведении которого находится объект диспетчеризации.

2.14. РСК вправе запрашивать у Системного оператора (РДУ, ОДУ) и своевременно получать разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению РСК, являются неправомерными и наносят ущерб ее интересам. Системный оператор (РДУ, ОДУ) при получении соответствующего запроса от РСК в течение 5 (пяти) рабочих дней обязан представить РСК в письменном виде свои мотивированные разъяснения. Право РСК на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает оперативный персонал РСК от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или решений об отказе в разрешении, полученных от РДУ.

При наличии разногласий между оперативным персоналом РСК и диспетчерским персоналом РДУ по вопросу выполнения диспетчерской команды (распоряжения) по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, РСК вправе обратиться в вышестоящий диспетчерский центр после выполнения диспетчерской команды.

2.15. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и ЦУС РСК / ПО (ПЭС) и отсутствии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и соответствующими диспетчерскими центрами Системного оператора РСК обеспечивает передачу потребителям электрической энергии диспетчерских команд и разрешений диспетчерского персонала РДУ, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, а также передачу диспетчерскому персоналу РДУ соответствующих уведомлений, запросов и сообщений от указанных потребителей электрической энергии через оперативный персонал МРСК в отношении следующих энергообъектов потребителей электрической энергии:

- проходных (транзитных) и узловых подстанций, присоединенных к объектам электросетевого хозяйства МРСК, выполненных по различным упрощенным схемам, к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров Системного оператора;
- ответственных подстанций, присоединенных к объектам электросетевого хозяйства МРСК.

В случаях, предусмотренных настоящим Соглашением, через МРСК также осуществляется обмен иной технологической информацией между РДУ и вышеуказанными потребителями электрической энергии.

Документация и технологическая информация, обмен которыми между РДУ и потребителями электрической энергии в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется через МРСК, передаются МРСК в полном объеме, предоставленном РДУ или потребителями электрической энергии соответственно, в порядке и сроки, определяемые положениями о взаимодействии, утвержденными РДУ и РСК в соответствии с п. 2.3 настоящего Соглашения.

Изменение схемы и порядка информационного обмена между потребителями электрической энергии, указанными в первом абзаце настоящего пункта Соглашения, и МРСК в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с РДУ, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с РДУ.

3. Порядок взаимодействия Сторон при планировании и управлении режимами работы ЕЭС России

3.1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России Системный оператор обязан:

3.1.1. Обеспечивать баланс производства и потребления электрической энергии (мощности) при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии (частоты электрического тока и уровней напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Системного оператора).

3.1.2. Осуществлять расчет электроэнергетических режимов энергосистемы, определять допустимые перетоки мощности в сечениях и по линиям электропередачи, находящимся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

3.1.3. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционные зоны диспетчерских центров (схемы энергосистем), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений подстанций МРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Ежегодно предоставлять в РСК утвержденную нормальную схему электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону соответствующего диспетчерского центра.

3.1.4. Задавать и контролировать выполнение графиков напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных РДУ, с указанием верхних и нижних границ регулирования напряжения.

3.1.5. Осуществлять регулирование частоты электрического тока, определять параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования комплексов и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, регистраторов аварийных событий и процессов (далее – РЗА) (в соответствии с установленным Системным оператором распределением функций по расчету, выбору и согласованию параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА), объёмы, места размещения, места реализации управляющих воздействий устройств противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.6. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования.

3.1.7. Определять требования к графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики аварийного ограничения), осуществлять рассмотрение и согласование графиков аварийного ограничения, разработанных РСК, а также выполнять иные положения нормативных правовых актов по разработке и применению графиков аварийного ограничения.

3.1.8. Осуществлять организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств.

3.1.9. Предоставлять РСК телеметрическую информацию, поступающую в РДУ с объектов электроэнергетики других собственников, в объеме и порядке, указанном в Приложении № 3 к настоящему Соглашению.

3.2. МРСК обязана:

3.2.1. Выполнять диспетчерские команды и распоряжения, соблюдать выданные диспетчерские разрешения.

3.2.2. Осуществлять анализ работы оборудования подстанций, ЛЭП и схем питания собственных нужд подстанций, разрабатывать и осуществлять мероприятия по повышению надежности их работы.

3.2.3. Определять допустимые токовые нагрузки ЛЭП и оборудования подстанций в зависимости от их технического состояния в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

3.2.4. Контролировать уровни напряжения в электрических сетях МРСК, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования напряжения, поддерживать указанные оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные РДУ уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.5. Разрабатывать, обеспечивать согласование и утверждать графики аварийного ограничения в соответствии с требованиями нормативных правовых актов. Осуществлять действия по вводу аварийных ограничений режима потребления электрической энергии по диспетчерской команде (распоряжению) РДУ в порядке, определенном нормативными правовыми актами.

3.2.6. Предоставлять РДУ информацию о схемах электрических соединений подстанций и элементах электрической сети МРСК (РСК), включая допустимые токовые нагрузки и ограничения электросетевого оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации, при различных режимах работы, технические параметры, паспортные данные электросетевого оборудования и иную информацию в объемах и в сроки, предусмотренных действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами, требованиями Системного оператора к составу, форме и срокам предоставления исходной информации для планирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы и настоящим Соглашением, в том числе Приложением № 2 к настоящему Соглашению.

3.2.7. В соответствии с национальным стандартом ГОСТ Р 56303-2014, указанным в п. 6.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, представлять на согласование в РДУ нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений подстанций МРСК с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации.

Присвоение диспетчерских наименований вновь строящимся ЛЭП и подстанциям, а также изменение диспетчерских наименований введенных в эксплуатацию ЛЭП и подстанций, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации, осуществляются МРСК по согласованию с ДЦ с соблюдением положений национального стандарта, указанного в пункте 6.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

3.2.8. При планируемом изменении параметров ЛЭП и оборудования подстанций МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, в срок не менее чем за 6 (шесть) месяцев до осуществления изменений уведомить об этом соответствующее РДУ в целях корректировки расчетных схем, используемых для расчетов установившихся режимов, параметров настройки устройств РЗА и инструктивных документов.

3.3. При невыполнении требований по разработке и применению графиков аварийного ограничения, определенных нормативными правовыми актами, вследствие невыполнения соответствующих требований вторичными получателями команд об аварийных ограничениях и потребителями электрической энергии РСК и (или) РДУ инициирует рассмотрение фактов таких нарушений на заседаниях штаба

по обеспечению безопасности электроснабжения соответствующего субъекта Российской Федерации в целях принятия мер по обеспечению выполнения соответствующих требований, а также вправе довести соответствующую информацию о фактах невыполнения указанных требований до сведения уполномоченного в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федерального органа исполнительной власти (его территориальных органов).

3.4. РДУ (ОДУ) вправе запрашивать у РСК (МРСК) и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены настоящим соглашением или другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о техническом состоянии и параметрах объектов электросетевого хозяйства МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

3.5. РСК (МРСК) вправе запрашивать у РДУ (ОДУ) и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены настоящим соглашением или другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о планируемых РДУ и текущих технологических режимах работы объектов электроэнергетики других собственников, находящихся в диспетчерском управлении РДУ и технологическом ведении РСК, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

4. Порядок взаимодействия Сторон при выводе ЛЭП, оборудования и устройств в ремонт и из эксплуатации

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, технического обслуживания комплексов и устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с регламентом формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ объектов диспетчеризации, утвержденным РДУ в соответствии с п. 2.6 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

4.2. Для разработки сводных годового и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – графики ремонта), РСК в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и в установленном соответствующим РДУ порядке представляет на рассмотрение в РДУ предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации МРСК.

РСК вправе запрашивать у РДУ и своевременно (в установленные нормативными правовыми актами сроки) получать информацию о причинах отказа во включении объекта диспетчеризации МРСК в сводный годовой или месячный график ремонта либо изменения сроков вывода указанного объекта в ремонт по сравнению со сроками, содержащимися в предложении РСК.

4.3. РДУ (ОДУ) осуществляет согласование вывода из работы (ввода в работу) объектов диспетчеризации путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом РСК диспетчерской команды или диспетчерского разрешения РДУ непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

РДУ вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации МРСК и подготовке к включению их в работу в сроки аварийной

готовности, определенные в диспетчерской заявке.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на вывод из работы (ввод в работу) объектов диспетчеризации МРСК в операционной зоне РДУ осуществляются в соответствии с положением, утвержденным РДУ (п. 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

МРСК обеспечивает передачу в РДУ диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения, а также передачу этим потребителям электрической энергии от РДУ согласований (отказов в согласовании) диспетчерских заявок.

4.4. РСК вправе запрашивать у РДУ и своевременно (в установленные нормативными правовыми актами сроки) получать информацию о причинах отказа в согласовании диспетчерской заявки, на вывод в ремонт объекта диспетчеризации МРСК, а также об условиях, при выполнении которых вывод в ремонт указанного объекта может быть согласован.

4.5. При организации и производстве оперативных переключений на подстанциях нового поколения и отдельных распределительных устройствах подстанций, соответствующих всем отличительным свойствам подстанций нового поколения, в случае если такие переключения выполняются с автоматизированного рабочего места оперативного или диспетчерского персонала, Системный оператор (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК) должны руководствоваться требованиями стандарта, указанного в п. 5.5 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

5. Порядок взаимодействия Сторон при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы, в чрезвычайных ситуациях и в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала РДУ по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы в операционной зоне РДУ определяется соответствующей инструкцией, разрабатываемой и утверждаемой РДУ (п. 2.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

5.2. Порядок действий оперативного персонала РСК по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы объектов электросетевого хозяйства МРСК, разработанными и утвержденными РСК в соответствии с вышеуказанными инструкциями РДУ. Указанные инструкции РСК подлежат согласованию с РДУ в части самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

5.3. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения РДУ с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Действия диспетчерского персонала РДУ и оперативного персонала РСК в

чрезвычайных обстоятельствах определяются в инструкциях РДУ и РСК, указанных в пунктах 5.1, 5.2 настоящего Соглашения соответственно.

5.4. Обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения), произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, оперативный персонал РСК должен незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу РДУ с указанием состава изменений, сработавших устройств РЗА в соответствии с их функциональным назначением и причин, вызвавших их срабатывание.

Аналогичную информацию по объектам диспетчеризации иных собственников, находящимся в диспетчерском управлении РДУ и технологическом ведении РСК, диспетчерский персонал РДУ незамедлительно доводит до оперативного персонала РСК.

Передача иной информации об авариях на объектах электросетевого хозяйства МРСК производится оперативным персоналом РСК в сроки и объемах, установленных федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе по вопросам электроэнергетики.

5.5. РДУ объявляет о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (далее – РВР) на территории операционной зоны РДУ при наличии оснований, предусмотренных утвержденными Правительством Российской Федерации Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения.

В этом случае:

5.5.1. Разработка и выбор мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, определение приоритетов по восстановлению электроснабжения потребителей электрической энергии осуществляются РДУ.

5.5.2. РДУ уведомляет РСК о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении потребителей электрической энергии и необходимости принятия мер превентивного характера.

5.5.3. Созыв заседания регионального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения, согласование с указанным штабом и принятие решений о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР, а также предоставление информации, необходимой для принятия таких решений, осуществляются в порядке, установленном Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

6. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам развития распределительного электросетевого комплекса и осуществления технологического присоединения к электрическим сетям МРСК

6.1. Системный оператор осуществляет разработку схемы и программы развития ЕЭС России, а также участвует в разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

МРСК (РСК) осуществляет в отношении принадлежащих ему электрических сетей разработку комплексных программ развития электрических сетей напряжением

35 кВ и выше на территории субъекта Российской Федерации на 5-летний период (далее – комплексная программа развития), а также участвует в разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в части распределительного электросетевого комплекса.

Порядок взаимодействия Сторон при разработке, согласовании комплексных программ развития, схем и программ развития электроэнергетики определяется утверждаемым Сторонами регламентом, указанным в п. 1.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.2. Системный оператор осуществляет в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами в области электроэнергетики, рассмотрение проектов инвестиционных программ МРСК (РСК), вносимых в инвестиционные программы изменений и осуществляет подготовку заключений по результатам рассмотрения инвестиционных программ (вносимых в них изменений), включая, при необходимости, мотивированные предложения по их доработке.

МРСК (РСК) при проведении мероприятий по разработке и согласованию проектов инвестиционных программ (вносимых в инвестиционные программы изменений) взаимодействует с ОДУ (РДУ) в части предоставления необходимых документов для подготовки Системным оператором заключений, а также устранения замечаний Системного оператора (при их наличии).

6.3. Порядок взаимодействия Сторон при технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациями и иным лицам, к электрическим сетям МРСК, а также при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется утверждаемым Сторонами регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.4. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и необходимых для обеспечения их функционирования СДТУ, требующих выполнения работ на объектах электроэнергетики МРСК и смежных и (или) иных объектах электроэнергетики, технологически связанных с объектами электроэнергетики МРСК, Стороны обязаны руководствоваться требованиями регламента, указанного в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, Приложений № 4, 5 к настоящему Соглашению и соответствующими положениями стандарта, указанного в п. 5.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов. При создании (модернизации) СДТУ Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, аналогичном предусмотренному вышеуказанным стандартом для создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

6.5. Для ввода в работу построенных, реконструированных объектов электросетевого хозяйства МРСК номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ МРСК (РСК) обязана:

6.5.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего объекта электросетевого хозяйства МРСК или в иной заблаговременно согласованный с РДУ срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ, представить в РДУ информацию о технических параметрах и паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств, сроках ввода их в эксплуатацию

и иную информацию, необходимую для расчётов электроэнергетических режимов энергосистемы, в том числе расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, а также подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, и оперативно информировать РДУ о возможных изменениях предоставленных данных.

6.5.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства представить на согласование в РДУ проект нормальной схемы электрических соединений соответствующей подстанции (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений).

6.5.3. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния действующих ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для ввода, построенного (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства МРСК, в работу направить в РДУ предложение о включении таких объектов диспетчеризации в сводный месячный график ремонта.

6.5.4. Организовать проверку выполнения основных технических решений в отношении выполнения мероприятий и требований, которые предусмотрены в проектной документации, в порядке и сроки, установленные регламентом, указанным в п. 1.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.5.5. Представлять для рассмотрения и согласования в РДУ комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП, относящихся к объектам диспетчеризации и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на ввод в работу нового (реконструированного, модернизированного) объекта диспетчеризации осуществляется в порядке, предусмотренном положением, указанным в п. 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.5.6. Представлять для рассмотрения и согласования в РДУ комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения, относящихся к объектам диспетчеризации и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

7. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам эксплуатации объектов электросетевого хозяйства МРСК

7.1. Стороны обязаны соблюдать требования к техническому состоянию и эксплуатации ЛЭП, электросетевого оборудования, комплексов и устройств РЗА оборудования и устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, СДГУ, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (далее – АИИС КУЭ), предусмотренные законами, иными нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

7.2. Системный оператор в установленном действующим законодательством,

иными нормативными правовыми актами и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти порядке участвует в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электросетевого хозяйства МРСК, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

7.3. РДУ (ОДУ) вправе осуществлять контроль выполнения МРСК требований по эксплуатации (в части оперативного обслуживания) устройств РЗА, СДТУ, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.4. РДУ (ОДУ) в соответствии с согласованным Сторонами графиком противоаварийных тренировок вправе принимать участие в качестве контролирующих лиц в проведении сетевых противоаварийных тренировок по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии (специализированные тренировки) и межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках, проводимых в период проверки готовности к работе в осенне-зимний период.

7.5. РСК (МРСК) обязана:

7.5.1. Поддерживать ЛЭП, оборудование подстанций, устройства РЗА и СДТУ МРСК в эксплуатационной готовности и обеспечивает их работоспособность в соответствии с документами, указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, и нормативными документами.

7.5.2. Выполнять нормативные требования по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту ЛЭП, оборудования и устройств, соблюдать утвержденные РДУ (ОДУ) сводные годовые и месячные графики ремонта объектов диспетчеризации.

7.5.3. Предоставлять РДУ по запросу документы и информацию о техническом состоянии ЛЭП, оборудования и устройств подстанций МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, в порядке, установленном нормативными правовыми актами и настоящим соглашением.

7.6. При планируемом изменении юридического лица, ответственного за эксплуатационное состояние ЛЭП и подстанций МРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации, РСК не менее чем за 2 (два) месяца до передачи эксплуатационной ответственности другому лицу письменно уведомляет об этом РДУ.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин аварий в электроэнергетике

8.1. В соответствии с установленными нормативными правовыми актами порядком РСК (МРСК) обеспечивает расследование причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК (за исключением аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК, расследование причин которых осуществляется уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти).

РДУ (ОДУ) по согласованию с РСК (МРСК) вправе участвовать в расследовании причин аварий, произошедших на объектах электросетевого хозяйства МРСК, в составе созданных РСК (МРСК) комиссий.

8.2. Системный оператор участвует в расследовании причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК в составе комиссий, созданных уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами).

8.3. РСК (МРСК) обязана:

8.3.1. Предоставлять Системному оператору (РДУ, ОДУ):

- оперативную информацию об авариях на объектах электросетевого хозяйства МРСК и на энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения;

- результаты расследования причин аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК напряжением 110 кВ и выше в 3-х дневный срок после завершения расследования с использованием автоматизированного рабочего места, интегрированного с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации «База аварийности в электроэнергетике»;

- информацию о выполнении (ходе выполнения) противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий.

8.3.2. По запросу Системного оператора (РДУ, ОДУ) предоставлять информацию обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электросетевого хозяйства МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации.

8.4. На основании предложений Системного оператора (РДУ, ОДУ) в целях проведения комплексного расследования причин аварий системного характера комиссиями РСК (МРСК) в состав комиссий РСК (МРСК) по предварительному согласованию включаются представители иных субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии, на объектах которых произошли отключения и (или) отклонения от технологических режимов работы оборудования или устройств вследствие аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

8.5. Системный оператор (РДУ, ОДУ) обязан предоставлять по запросу РСК (МРСК) имеющуюся у него информацию о результатах расследования комиссиями, созданными с участием Системного оператора, аварий в работе объектов электроэнергетики, которые привели к отключениям и (или) повреждениям объектов электросетевого хозяйства МРСК.

9. Организация обмена технологической информацией

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 Соглашения), осуществляется, как правило, между РДУ и РСК, подстанциями МРСК, расположенными в границах операционных зон соответствующих диспетчерских центров. Порядок такого информационного обмена определяется настоящим Соглашением (включая приложения к нему) и документами, разработанными и утвержденными Сторонами в соответствии с пунктами 1.3, 2.3 настоящего Соглашения.

9.2. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами сбора и передачи информации (далее – ССПИ), а также системами обмена другими видами технологической информации, в том числе системой межмашинного обмена, посредством Web-обмена и электронной почты.

9.3. МРСК обязана:

9.3.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых (основного и резервного) каналов связи между подстанциями, ЦУС и соответствующим РДУ для передачи в режиме реального времени команд и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

В случае отсутствия (потери) связи между подстанцией и/или ЦУС и

соответствующим РДУ оперативный персонал РСК и диспетчерский персонал РДУ (в пределах зоны эксплуатационной ответственности РДУ) обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом должны быть использованы любые виды связи.

9.3.2. Привести ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК в соответствие с Техническими требованиями по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами, указанными в Приложении № 5 к настоящему Соглашению (далее – Технические требования), в установленном настоящим разделом Соглашения порядке и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями.

9.3.3. Обеспечить передачу в РДУ технологической информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения, в том числе телеметрической информации в соответствии с Техническими требованиями.

9.4. В целях приведения ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК в соответствие с Техническими требованиями МРСК и Системный оператор осуществляют взаимодействие в соответствии с Регламентом взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК (Приложение № 6 к настоящему Соглашению).

9.5. РСК и РДУ ежегодно обмениваются списками лиц (с указанием контактной информации), ответственных за эксплуатационное обслуживание СДТУ и оперативное устранение неисправностей оборудования и устройств СДТУ, влекущих нарушение обмена технологической информацией либо нарушения в работе каналов связи между объектами электросетевого хозяйства МРСК, ЦУС и РДУ. Порядок взаимодействия персонала РДУ и РСК, обслуживающего СДТУ, определяется взаимосогласованным регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

9.6. Стороны обязуются оперативно информировать друг друга о выявленных случаях неисправности в работе СДТУ, ССПИ объектов электросетевого хозяйства МРСК и принимать в границах своей эксплуатационной ответственности оперативные действия по их устранению.

9.7. При необходимости изменения схемы информационного обмена между РСК (соответствующими объектами электросетевого хозяйства МРСК) и РДУ такое изменение может осуществляться только по предварительному согласованию с РДУ.

10. Порядок взаимодействия при создании (модернизации) и эксплуатации комплексов и устройств РЗА

10.1. При создании (модернизации) и организации эксплуатации комплексов и устройств РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований раздела 6 настоящего Соглашения, Общих требований к релейной защите и автоматике, указанных в Приложении № 4 к настоящему Соглашению, а также положений стандартов, указанных в разделе 5 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований национального стандарта ГОСТ Р 56865-2016, указанного в п. 6.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

При выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗА Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с регламентом, указанным в п. 8.6 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

При определении и контроле режима заземления нейтралей силовых

трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с регламентом, указанным в п. 8.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

10.2. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, РДУ:

10.2.1. Задаёт объёмы нагрузки потребителей электрической энергии, подключаемой под действие противоаварийной автоматики (далее – ПА), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР), распределяет их по своей операционной зоне и выдает соответствующие задания РСК.

10.2.2. Представляет в РСК перечень ЛЭП и электросетевого оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) которых осуществляет РДУ.

10.2.3. Составляет и утверждает перечень устройств РЗА, для которых РДУ выполняет расчет, выбор и согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования. Для устройств релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП и оборудования МРСК, не указанных в утвержденном РДУ перечне, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования выполняет РСК.

10.2.4. Представляет в РСК перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и электросетевого оборудования, расчет и выбор параметров настройки (уставок) которых осуществляет РДУ.

10.2.5. Осуществляет совместно с РСК выборочные проверки эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электросетевого хозяйства МРСК, а также на энергообъектах потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых технологически присоединены к электрическим сетям МРСК и (или) в отношении которых МРСК заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, и объёмов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие таких устройств АЧР.

10.2.6. Передаёт в РСК информацию в соответствии с требованиями Стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012, указанного в п. 5.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению. Предоставляет в РСК информационные письма, выпущенные АО «СО ЕЭС» по результатам анализа функционирования устройств РЗА.

10.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, МРСК (РСК) обязана:

10.3.1. Обеспечивать размещение, работоспособность и организацию эксплуатации комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями законов, других нормативных правовых актов, нормативно-технической документации, разработанными в соответствии с ними требованиями РДУ и настоящим Соглашением.

10.3.2. Обеспечивать учет информации, полученной в соответствии с пп. 10.2.2, 10.2.4 Соглашения, при:

- формировании и подаче в РДУ предложений в сводные годовые графики ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств РЗА и подаче диспетчерских заявок;
- оценке работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций;
- формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования в

рамках разработки программ повышения надежности;

– формировании инвестиционных программ в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

10.3.3. Передавать в РДУ:

– технические параметры ЛЭП и оборудования МРСК и другие данные, необходимые для расчетов токов короткого замыкания, выбора параметров настройки РЗА, анализа работы устройств РЗА – в соответствии с пп. 3.2.6, 3.2.8, 6.5.6 настоящего Соглашения, а также по запросу;

– копии или оригиналы осциллограмм, файлы автономных регистраторов аварийных событий и микропроцессорных устройств РЗА с привязкой к точному времени – по запросу в течение суток или с доступом РДУ в автоматизированном режиме.

10.3.4. Выполнять задания РДУ по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки под действие противоаварийной автоматики, параметрам настройки комплексов и устройств ПА.

10.3.5. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий ПА на объекты электросетевого хозяйства МРСК, а в случае установки устройств ПА на энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, технологически присоединённых к электрическим сетям МРСК, - также обеспечивать их надёжное функционирование, настройку в соответствии с требованиями РДУ и возможность своевременной реализации управляющих воздействий ПА (за исключением случаев, когда договором об оказании услуг по передаче электрической энергии предусмотрено, что указанные действия потребитель электрической энергии совершает самостоятельно).

10.3.6. Разрабатывать графики подключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, присоединённых к электрическим сетям МРСК, под действие устройств АЧР, дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) в соответствии с заданиями РДУ и представлять их в РДУ.

10.3.7. Информировать РДУ о выполнении заданий РДУ по подключению объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологически присоединённых к электрическим сетям МРСК, под действие ПА и об изменении параметров настройки устройств ПА, в том числе представлять в РДУ сведения о фактическом подключении объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки, с указанием величины отключаемой мощности и объектов электросетевого хозяйства МРСК, подключённых под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки.

10.3.8. Обеспечивать представителям РДУ доступ на свои объекты для совместного проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электросетевого хозяйства МРСК, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключённых под действие устройств АЧР, а также осуществлять взаимодействие с потребителями электрической энергии, указанными в п. 10.2.5 настоящего Соглашения, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на энергообъектах таких потребителей электрической энергии. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с РДУ сроки.

11. Осуществление контрольных и внеочередных замеров

11.1. Контрольные замеры потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения производятся 2 раза в год – в третью среду июня и третью среду декабря.

РДУ осуществляют организацию проведения контрольных замеров на объектах электросетевого хозяйства МРСК с определением требуемого объема, формы и сроков представления информации. Соответствующее задание должно быть направлено РДУ в РСК не позднее, чем за 20 дней до дня проведения контрольного замера.

РСК обеспечивают по заданию соответствующих РДУ проведение замеров параметров оборудования и режима в характерные дни и часы контрольных замеров.

11.2. При необходимости РДУ организуют, а РСК обеспечивают проведение по заданию РДУ внеочередных замеров (по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)), – не чаще чем раз в месяц, иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения – не чаще чем раз в квартал.

11.3. РСК также организуют проведение собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, технологически присоединенных к электрическим сетям РСК, контрольных, внеочередных и иных замеров на указанных объектах электроэнергетики (энергопринимающих устройствах) либо непосредственно осуществляют замеры на соответствующих объектах (устройствах) в случае, если договором об оказании услуг по передаче электрической энергии или договором энергоснабжения предусмотрено, что указанные действия выполняют РСК.

11.4. РСК предоставляют в РДУ результаты проведенных ими контрольных, внеочередных и иных замеров, а также результаты организованных ими замеров на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, технологически присоединенных к электрическим сетям РСК, в установленном РДУ формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

11.5. РДУ после обобщения результатов контрольных замеров на объектах электроэнергетики своей операционной зоны представляет по запросу РСК схемы потокораспределения в характерные дни и часы контрольных замеров.

В случае отнесения РСК к числу первичных получателей команд об аварийных ограничениях и (или) выдачи РСК задания по подключению нагрузки потребителей электрической энергии под действие противоаварийной автоматики РДУ предоставляет по запросу РСК обобщенные результаты проведения на соответствующих объектах внеочередных замеров нагрузок по присоединениям, включенным в графики аварийного ограничения и (или) подключенным под действие противоаварийной автоматики.

12. Ответственность Сторон

12.1. За невыполнение или ненадлежащее выполнение своих обязательств по настоящему Соглашению Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

12.2. Убытки, причиненные МРСК действиями (бездействием) Системного оператора, действовавшего с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации в порядке, предусматривающем возмещение реального ущерба в полном объеме и упущенной

выгоды в случае, если в судебном порядке будет доказано, что указанные действия (бездействие) совершены умышленно или по грубой неосторожности.

13. Изменение и дополнение условий Соглашения

13.1. Настоящее Соглашение может быть изменено или дополнено по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему, которые вступают в силу с момента подписания их обеими Сторонами.

13.2. В случае если после вступления в силу настоящего Соглашения будут приняты нормативные правовые акты, устанавливающие иной порядок взаимодействия Сторон, чем предусмотрен настоящим Соглашением, применению подлежат положения соответствующего нормативного правового акта. Условия настоящего Соглашения применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей нормативным правовым актам Российской Федерации по вопросам, связанным с осуществлением оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, вступившим в силу после заключения настоящего Соглашения.

В этом случае Стороны приводят условия настоящего Соглашения в соответствие с принятыми нормативными правовыми актами.

13.3. В случае заключения между МРСК и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (далее - ЕНЭС) договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства МРСК, входящих в ЕНЭС (за исключением договоров аренды объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, заключаемых между организацией по управлению ЕНЭС и МРСК), МРСК обязана:

13.3.1. Не менее чем за 10 дней письменно уведомить Системного оператора о планируемом заключении указанного договора.

13.3.2. В 10-тидневный срок с момента заключения договора уведомить Системного оператора о том, на какую из сторон указанного договора возложено осуществление эксплуатации соответствующего объекта (объектов) электросетевого хозяйства и технологического взаимодействия с Системным оператором в части вывода указанного объекта в ремонт и из эксплуатации, выполнения требований технических регламентов и иных обязательных требований, необходимых для управления электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России, а также по другим вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

При необходимости Стороны вносят в настоящее Соглашение соответствующие изменения и дополнения.

13.4. В случае перехода права собственности или иного права на объекты электросетевого хозяйства МРСК к другому лицу (далее - Приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения МРСК иных действий по распоряжению данным имуществом, а также перехода прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства МРСК обязана не менее чем за месяц письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства, а также уведомить Приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению.

В случае реорганизации МРСК, влекущей переход права собственности на объекты электросетевого хозяйства к другому лицу (правопреемнику), права и обязанности МРСК по настоящему Соглашению переходят к ее правопреемнику в соответствии с передаточным актом или разделительным балансом, утвержденным уполномоченным органом управления МРСК, с момента завершения реорганизации.

14. Разрешение споров

14.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, решаются Сторонами путем переговоров.

15. Срок действия Соглашения

15.1. Настоящее Соглашение вступает в силу с момента его подписания Сторонами и действует по 31.12.2018 включительно.

15.2. Действие настоящего Соглашения считается продленным на следующий календарный год, если за 30 дней до окончания срока его действия не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон Соглашения о расторжении Соглашения, заключении Соглашения на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящее Соглашение.

16. Заключительные положения

16.1. Каждая из Сторон обязана уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов, и такое уведомление будет вступать в силу для другой Стороны с даты получения соответствующего уведомления.

16.2. По вопросам, не урегулированным настоящим Соглашением, Стороны руководствуются действующим законодательством и нормативными правовыми актами Российской Федерации.

16.3. Настоящее Соглашение составлено и подписано в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

16.4. Информация, предоставляемая РДУ в РСК в соответствии с п.11.5 настоящего Соглашения, относится к информации, составляющей коммерческую тайну Системного оператора.

При получении от РДУ указанной информации и в дальнейшем при ее использовании МРСК (РСК) должен быть обеспечен режим охраны конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, установленный Федеральным законом от 29.07.2004 № 98-ФЗ «О коммерческой тайне», в том числе исключено раскрытие полученной информации третьим лицам и обеспечена охрана конфиденциальности информации в рамках трудовых отношений с работниками.

16.5. В случае принятия одной из Сторон решения об отнесении к информации, составляющей коммерческую тайну, иной информации, предоставляемой ею по настоящему Соглашению, такая Сторона обязана в письменной форме уведомить о принятом решении другую Сторону с указанием перечня и состава информации, составляющей коммерческую тайну.

В этом случае Стороны обязаны обеспечить сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, в соответствии с условиями п.16.4 настоящего Соглашения.

16.6. С момента вступления в силу настоящего Соглашения прекращается действие Соглашения о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «МРСК _____» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от _____.2011 г. № СДУ-_____, включая все дополнительные соглашения к нему.

17. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

17.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок технологического взаимодействия МРСК (РСК) и Системного оператора (ОДУ, РДУ).

17.2. Приложение № 2. Перечень информации, передаваемой РСК в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

17.3. Приложение № 3. Перечень телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей МРСК.

17.4. Приложение № 4. Общие требования к релейной защите и автоматике.

17.5. Приложение № 5. Технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами.

17.6. Приложение № 6. Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК.

18. Юридические адреса Сторон:

Системный оператор:
АО «СО ЕЭС»
109074, г. Москва,
Китайгородский проезд, д.7, стр. 3
Тел.: (495) 710-51-25
Факс: (495) 710-65-42

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

МРСК:
ПАО «МРСК _____»

Тел.: _____
Факс: _____

_____/_____
М.п.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок технологического взаимодействия МРСК (РСК) и
Системного оператора (ОДУ, РДУ)**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (РДУ, ОДУ) и МРСК (РСК) совместно:

1.1. Положение о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и филиала МРСК - РСК.²

1.2. Регламент оперативного взаимодействия филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и РСК при эксплуатации средств диспетчерского и технологического управления.

1.3. Регламент взаимодействия филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ и МРСК (его филиалов) при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики.

1.4. Регламент взаимодействия филиалов АО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ и МРСК (его филиалов) при разработке и согласовании комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъектов РФ и рассмотрении схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ.³

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и МРСК (РСК)⁴:

2.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.2. Перечень объектов диспетчеризации операционной зоны филиала АО «СО ЕЭС» РДУ с их распределением по способу управления.

² В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства РСК, создано представительство Системного оператора, вместо положения о технологическом взаимодействии, указанного в п. 1.1 настоящего приложения, разрабатывается и утверждается Положение о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ, представительства АО «СО ЕЭС» в субъекте Российской Федерации, на территории которого создано представительство, и филиала МРСК – РСК.

³ Документ, указанный в пункте 1.3 настоящего приложения, разрабатывается на основе Типового регламента взаимодействия между сетевыми организациями, являющимися дочерними обществами ПАО «Россети», и ОАО «СО ЕЭС» при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, утвержденного Соглашением, указанным в п.8.2 настоящего приложения.

Документ, указанный в пункте 1.4 настоящего приложения, разрабатывается на основе Типового регламента взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» (его филиалов) и территориальных сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети» (их филиалов), при разработке и согласовании комплексных программ развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории субъектов РФ и рассмотрении схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, утвержденного Соглашением, указанным в п. 8.2 настоящего приложения.

⁴ В случае использования МРСК (РСК) указанных в разделе 2 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала ЦУС и объектов электросетевого хозяйства МРСК ссылки на указанные документы РДУ являются обязательными.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.4. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.6. Регламент формирования в филиале АО «СО ЕЭС» РДУ сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

2.7. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.9. Перечень линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА, типовые бланки переключений на вывод из работы (ввод в работу) которых должны быть согласованы филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ.

2.10. Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд.

2.11. Перечень устройств РЗА МРСК, для которых филиал АО «СО ЕЭС» РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

2.12. Инструкции по обслуживанию комплексов и устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации РДУ.

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые МРСК (РСК), требующие согласования с РДУ:

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на объектах электросетевого хозяйства МРСК (РСК).⁵

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства МРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации согласно утвержденному филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ перечню.

3.4. Программы плавки гололеда на проводах и грозотросах линий электропередачи МРСК, относящихся к объектам диспетчеризации.

3.5. Инструкции по организации плавки гололеда в электрических сетях МРСК.

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые МРСК (РСК) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных РДУ:

⁵ Документ, указанный в пункте 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим РДУ в части вопросов, указанных в п. 5.2 настоящего Соглашения.

4.1. Инструкция по производству оперативных переключений в электроустановках МРСК.

4.2. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров и записей оперативным персоналом РСК.

4.3. Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

5. Стандарты организации АО «СО ЕЭС», являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:⁶

5.1. Утратил силу.

5.2. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2010 «Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка)» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 31.12.2009 № 509).

5.3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254).

5.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

5.5. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.005-2011 «Правила переключений в электроустановках» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 25.10.2011 № 325, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 20.02.2017 № 48).

5.6. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

5.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

5.8. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами

⁶ Стандарты АО «СО ЕЭС», указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. МРСК присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а в дальнейшем при внесении изменений в раздел 5 настоящего приложения или указанные в нем стандарты – путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

В случае использования МРСК (РСК) указанных в разделе 5 настоящего приложения стандартов при разработке документации для оперативного персонала ЦУС и объектов электросетевого хозяйства МРСК ссылки на указанные стандарты являются обязательными.

энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207).

5.9. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.007-2015 «Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 17.12.2015 № 409, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 24.07.2018 № 160).⁷

5.10. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 31.03.2017 № 89).

5.11. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 13.04.2017 № 104).

5.12. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 06.04.2017 № 94).

5.13. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 02.04.2018 № 79).

5.14. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 20.03.2017 № 75).

5.15. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 09.04.2018 № 84).

6. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК⁸:

⁷ Стандарт АО «СО ЕЭС», указанный в п. 5.9 настоящего приложения, применяется в отношениях Сторон в редакции, утвержденной АО «СО ЕЭС», за исключением абзаца первого пункта 4.13 указанного стандарта, который применяется в следующей взаимосогласованной редакции:

«Каждый диспетчер в рамках периодического ознакомления с объектами электроэнергетики может принять участие в объектовой противоаварийной тренировке в качестве посредника или контролирующего лица.».

⁸ Национальные стандарты, указанные в разделе 6 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. МРСК присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а в дальнейшем при внесении изменений в раздел 6 настоящего приложения или указанные в нем стандарты - путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

6.1. ГОСТ Р 56302-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1983-ст).

6.2. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1984-ст).

6.3. ГОСТ Р 56865-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования» (утвержден приказом Росстандарта от 24.02.2016 № 66-ст).

6.4. ГОСТ Р 57114-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения» (утвержден приказом Росстандарта от 04.10.2016 № 1302-ст).

6.5. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» (утвержден приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст).

6.6. ГОСТ Р 58085-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 13.03.2018 № 129-ст).

7. Стандарты организации ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Россети», являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:

7.1. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 № 441).

7.2. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.021-2009 «Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению» (утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.03.2009 № 71р).

7.3. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.032-2008 «Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО НПП «ЭКРА» (утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 04.06.2009 № 216р).

7.4. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2010 № 421).

7.5. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.01.116-2012 «Инструкция по эксплуатации трансформаторов» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.10.2014 № 460).

7.6. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-33.040.20.142-2013 «Типовые алгоритмы локальных устройств противоаварийной автоматики (ПА) (ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, ФОДТ, ФОБ)» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.01.2013 № 24).

7.7. Стандарт ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.143-2013 «Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям сохранения

механической прочности проводов и допустимых габаритов воздушных линий» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.02.2013 № 97, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 19.01.2015 № 9).

8. Документы, утвержденные АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» (ОАО «Холдинг МРСК») совместно и обязательные для исполнения Системным оператором (ОДУ, РДУ) и МРСК (РСК):

8.1. Принципы распределения функций технологического управления и ведения объектами диспетчеризации, утвержденные ОАО «Холдинг МРСК» и согласованные ОАО «СО ЕЭС» 28.07.2009.

8.2. Соглашение о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, схем и программ развития электроэнергетики от 31.12.2015.

8.3. Типовые принципы переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций.

8.4. Типовой порядок переключений в электроустановках при осуществлении телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций.

8.5. Типовые технические требования к ПТК АСУ ТП подстанций и к обмену технологической информацией для осуществления функций телеуправления оборудованием и устройствами РЗА подстанций из диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и центров управления сетями сетевых организаций.

8.6. Регламент взаимодействия АО «СО ЕЭС» и сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети», при выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденный АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 28.04.2017.

8.7. Регламент взаимодействия АО «СО ЕЭС» и сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети», при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ, утвержденный АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» 29.12.2017.

8.8. Положение о порядке оформления и согласования нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений подстанций дочерних зависимых обществ ПАО «Россети», требующих согласования с диспетчерскими центрами АО «СО ЕЭС», утвержденное АО «СО ЕЭС» 30.06.2017 и ПАО «Россети» 26.06.2017.

Системный оператор:

МРСК:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

_____/_____
М.п.

Перечень информации, передаваемой РСК в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России

1. Перечень объектов электросетевого хозяйства (подстанций и линий электропередачи) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих МРСК на праве собственности или ином законном основании с указанием границ балансовой принадлежности – по запросу РДУ (не чаще 1 раза в квартал) в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса.

2. Информация в соответствии с установленным приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» перечнем информации – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом для передачи информации в диспетчерские центры.

3. Телеметрическая информация, предоставляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами (Приложение № 5 к Соглашению).

4. Данные АИИС КУЭ, данные технического учета электрической энергии для составления оперативного суточного и месячного балансов электрической энергии по субъектам Российской Федерации – в согласованных форматах и сроки. При этом в отношении межгосударственных линий электропередачи, а также в отношении линий электропередачи номинальным классом напряжения 35 кВ и выше, проходящих по территории двух или более субъектов Российской Федерации РСК предоставляет:

– информацию об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедшие сутки, – до 7 часов 00 минут следующих суток;

– полученные на основании показаний приборов учета данные об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедший месяц, – до 7-го числа следующего месяца.

5. Другая информация, необходимая РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, предоставляемая в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Примечание:

При необходимости формат, порядок и сроки предоставления в соответствующее РДУ вышеуказанной информации могут быть детализированы в положении о технологическом взаимодействии филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и филиала МРСК – РСК, утверждаемом в соответствии с п. 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

Системный оператор:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

Перечень телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей МРСК

1. Настоящий документ (далее – Перечень) определяет виды телеметрической информации, передаваемой РДУ в РСК.

Передача в РСК телеметрической информации осуществляется РДУ по запросу РСК в пределах существующей технической возможности на ее передачу без дополнительных финансовых затрат со стороны Системного оператора.

2. РДУ передает в РСК следующую телеметрическую информацию, поступающую в РДУ (в случае отсутствия ее у РСК):

2.1. По подстанциям МРСК, эксплуатируемым данной РСК, передается весь имеющийся в РДУ объем телеинформации.

2.2. По объектам электросетевого хозяйства иных собственников, находящимся в технологическом управлении и (или) ведении РСК, с высшим номинальным классом напряжения 35 кВ и выше:

- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП;
- ТИ напряжений с измерительных трансформаторов секций или систем шин;
- ТС положения коммутационных аппаратов (разъединителей, выключателей, отделителей);
- ТИ частоты электрического тока;
- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по автотрансформаторам и трансформаторам с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- ТИ реактивной мощности/тока средств компенсации реактивной мощности, установленных на подстанциях с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- ТС положения анцапф РПН трансформаторов (автотрансформаторов) 110 кВ и выше и линейных регуляторов;
- Обобщенная телесигнализация (ТС) срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

2.3. По объектам генерации, находящимся в зоне эксплуатационной ответственности РСК, к сборным шинам которых присоединены ЛЭП, эксплуатируемые данной РСК, классом напряжения 35-110 кВ: ТИ суммарной активной и реактивной мощности по РУ 35-110 кВ электростанции.

3. Передача в РСК телеметрической информации, указанной в п. 2 настоящего Перечня, осуществляется РДУ на основании соответствующего обращения РСК. РСК и РДУ в рамках видов телеметрической информации, предусмотренных п. 2 настоящего Перечня, конкретизируют перечень данных, передаваемых в РСК по конкретным объектам электроэнергетики.

4. Передача РСК телеметрической информации, указанной в подпункте 2.1 пункта 2 настоящего Перечня, осуществляется временно – до момента создания

МРСК (РСК) собственной системы сбора и передачи в РСК соответствующей информации с энергообъектов МРСК.

5. Передача РСК телеметрической информации в отношении объектов электроэнергетики других собственников осуществляется после предоставления РСК в РДУ письменного согласия собственников соответствующих объектов электроэнергетики на передачу такой телеметрической информации в РСК в согласованном с ними объеме.

6. РСК по согласованию с РДУ обеспечивает организацию каналов межмашинного обмена между соответствующими РДУ и РСК в соответствии с выданными указанным РДУ техническими условиями на присоединение к узлам сети связи Системного оператора.

7. Порядок передачи указанной в п. 2 настоящего Перечня телеметрической информации определяется по согласованию между РДУ и РСК с учетом положений настоящего Перечня.

Системный оператор:
Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко
М.п.

МРСК:

_____/_____
М.п.

Общие требования к релейной защите и автоматике

1. Область применения

1.1. Общие требования к релейной защите и автоматике (далее – Общие требования) предназначены для обеспечения требований единой технической политики при проектировании, реконструкции и строительстве новых подстанций и ЛЭП РСК, а также при создании (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, систем регистрации аварийных событий и процессов (далее – РЗА).

1.2. Общие требования определяют минимальные технические требования к комплексам и устройствам РЗА, необходимые для обеспечения безопасного и надежного функционирования ЕЭС России, и регламентируют принципы создания (модернизации) РЗА на линиях электропередачи и электрооборудовании подстанций МРСК.

2. Принятые сокращения

КЗ	– короткое замыкание
РЗА	– релейная защита и автоматика
ЛЭП	– линия электропередачи
АТ	– автотрансформатор
Т	– трансформатор
ШР	– шунтирующий реактор
ШСВ	– шиносоединительный выключатель
СВ	– секционный выключатель
ТТ	– трансформатор тока
ТН	– трансформатор напряжения
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции
УПАСК	– устройство передачи аварийных сигналов и команд
ВОЛС	– волоконная оптическая линия связи
КЛС	– кабельная линия связи
ДЗШ	– дифференциальная защита сборных шин
ДЗЛ	– дифференциальная защита линии
ДФЗ	– дифференциально-фазная защита
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателей
АПВ	– автоматическое повторное включение
ТАПВ	– трехфазное АПВ
ЗНР	– защита от неполнофазного режима
РА	– режимная автоматика
ВЛ	– воздушная линия электропередачи.

3. Требования к противоаварийной автоматике

Требования к противоаварийной автоматике регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75) и иными стандартами, указанными в разделе 5 приложения № 1 к настоящему Соглашению.

4. Требования к режимной автоматике на подстанциях МРСК

4.1. РА, выполняющая функции системного значения, на ПС МРСК должна реализовывать функцию автоматического регулирования напряжения. Для выполнения указанной функции синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы МРСК должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются РСК.

4.2. Принципы действия устройств РА, выполняющей функции системного значения, их состав должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения подстанции в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и должны быть согласованы РДУ.

4.3. На трансформаторах и автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.

4.4. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

5. Требования к релейной защите и сетевой автоматике

5.1. Общие требования

5.1.1. Надежность релейной защиты и сетевой автоматики электрической сети 110-220 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием построения комплекса. Должны применяться следующие виды резервирования:

- ближнее резервирование в качестве основного вида;
- дальнее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию;

5.1.2. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать отдельное подключение устройств разного назначения.

5.1.3. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

5.1.4. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.

5.1.5. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.

5.1.6. При создании (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и сетевой автоматики электрической сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции релейной защиты и сетевой автоматики с АСУ ТП подстанции. При этом основные функции релейной защиты и сетевой автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться только на информационном уровне.

5.2. Релейная защита и сетевая автоматика ЛЭП 110-220 кВ

5.2.1. Релейная защита на каждой стороне ЛЭП 110 - 220 кВ должна включать в себя основную и резервную защиту. Должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие отстройку основной защиты от КЗ за трансформаторами отпаечных подстанций. В случае если ЛЭП является кабельной или кабельно-воздушной линией, необходимо предусматривать две основные защиты.

5.2.2. Резервная защита должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

5.2.3. Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства релейной защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств релейной защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.

5.2.4. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной совместимости.

5.2.5. Устройства релейной защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия.

5.2.6. Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей электрической энергии.

В случае если невозможно обеспечить требуемое быстродействие защит, при отсутствии основной защиты, на линиях должна предусматриваться установка двух основных защит.

5.2.7. На ступенчатых резервных защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю должно предусматриваться оперативное ускорение по времени ступеней, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП с коэффициентом чувствительности не менее 1,2.

5.2.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.

5.2.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

5.2.10. При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если на данной ЛЭП предусмотрен канал для передачи команд.

5.2.11. На каждой стороне ЛЭП 110-220 кВ должно предусматриваться ТАПВ.

5.2.12. При подсоединении ЛЭП к шинам через два выключателя, ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

5.2.13. Исходя из совокупности конкретных условий места установки ТАПВ в энергосистеме, могут быть использованы следующие функциональные возможности в ТАПВ:

- автоматическое ускорение релейной защиты при опробовании напряжением ЛЭП вручную и от ТАПВ;
- контроль отсутствия напряжения на линии;
- контроль наличия напряжения на линии;
- контроль отсутствия напряжения на шинах;
- контроль наличия напряжения на шинах;
- проверка синхронизма (при необходимости - улавливание синхронизма);
- несинхронное включение от ТАПВ;
- ускоренное включение от ТАПВ;
- фиксация действия быстродействующих защит;
- однократность действия;
- двукратность действия.

5.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, двухстороннее).

5.2.15. Вновь устанавливаемые устройства релейной защиты и сетевой автоматики должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе. Допускается при реконструкции (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и сетевой автоматики оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость, требуемые технические характеристики и надежность.

5.2.16. Устройства релейной защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптоволоконному каналу.

5.2.17. В качестве основной защиты ЛЭП 110-220 кВ должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. Преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП, при необходимости с устройствами блокировки при КЗ за отпаечными трансформаторами. При наличии ВОЛС целесообразно применять ДЗЛ.

5.2.18. Конструктивно в каждом устройстве релейной защиты ЛЭП должна быть предусмотрена возможность его полного вывода из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей, пуск УРОВ при работе на устройстве, передача команд РЗ или ПА.

5.3. Релейная защита и сетевая автоматика трансформаторов (автотрансформаторов) 110-220 кВ

5.3.1. На Т (АТ) 110-220 кВ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений:

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110-220 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- понижения уровня масла.

5.3.2. Для повышения надежности действия релейной защиты Т (АТ) она должна быть разделена минимум на две группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.

5.3.3. На АТ 220 кВ и Т 110-220 кВ мощностью 63 МВА и более должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит в целях повышения надежности отключения КЗ в Т (АТ) и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к Т (АТ) ЛЭП разного класса напряжений. Указанные комплекты защит должны быть включены по цепям оперативного тока и цепям трансформаторов тока с соблюдением принципов ближнего резервирования.

5.3.4. Газовая защита Т (АТ) 110-220 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, входящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал. Газовая защита Т (АТ) 110-220 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

5.3.5. Резервные защиты Т (АТ) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

5.3.6. Резервная защита Т (АТ) должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

5.3.7. В резервных защитах Т (АТ) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

5.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.

5.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.

5.3.10. На одиночно работающих Т (АТ) 110-220 кВ допускается использовать АПВ, когда отключение Т (АТ) приводит к обесточению нагрузки потребителей электрической энергии с запретом работы при автоматическом отключении от основных защит Т (АТ) (газовой защиты, ДЗТ).

5.3.11. Конструктивно в каждом устройстве релейной защиты Т (АТ) должна быть предусмотрена возможность его полного вывода из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей или пуск УРОВ при работе на устройстве.

5.4. Релейная защита сборных шин 110-220 кВ

5.4.1. Для сборных шин напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться отдельные устройства релейной защиты шин, в некоторых случаях для ответственных узлов - по два комплекта.

5.4.2. Измерительные органы ДЗШ должны иметь специальную отстройку от переходных и установившихся токов небаланса (например, измерительные органы, включенные через насыщающиеся трансформаторы тока, органы с торможением и др.)

5.4.3. Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ и УРОВ должны предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

5.4.4. ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

5.4.5. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

5.4.6. При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

5.4.7. Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех выходных цепей, по которым возможно отключение выключателей или пуск УРОВ при работе на ДЗШ.

5.5. УРОВ 110-220 кВ

5.5.1. На напряжении 110–220 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.

5.5.2. Конструктивно УРОВ 110-220 кВ может выполняться как одно целое устройство на систему шин, секцию, распределительное устройство или отдельно для каждого выключателя, что дает возможность независимого обслуживания каждого устройства.

5.5.3. УРОВ 110-220 кВ должен действовать на отключение с запретом АПВ смежных с отказавшим выключателей, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем.

5.5.4. При КЗ на шинах и отказе выключателя транзитной линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП и посылку команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ при наличии такой возможности.

5.5.5. При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце смежной ЛЭП и посылку команды телеотключения на противоположный конец этой ЛЭП с запретом АПВ, если таковая возможность имеется.

5.5.6. Схема УРОВ должна быть выполнена таким образом, чтобы предотвращалось их случайное действие на отключение выключателей смежных присоединений.

5.6. Релейная защита и сетевая автоматика обходного выключателя, ШСВ и СВ 110-220 кВ.

5.6.1. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики обходного выключателя 110-220 кВ должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель. Выходные цепи, цепи переменного тока и напряжения основных защит указанных ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

5.6.2. Релейная защита ШСВ и СВ, обходного выключателя должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин.

6. Требования к регистрации аварийных событий и процессов.

6.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее – автономные РАС), функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики.

6.2. Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

6.3. При применении устройств РЗ и сетевой автоматики на микропроцессорной элементной базе ими должна осуществляться регистрация параметров электромагнитных переходных процессов, фактов срабатывания пусковых и измерительных органов устройств РЗ и сетевой автоматики, фактов действия устройств РЗ и сетевой автоматики на изменение состояния коммутационных аппаратов и на пуск команд. Передача данных регистрации от этих устройств должна осуществляться в РДУ автоматически через сервер РАС, установленный в центре управления сетями РСК (при наличии технической возможности) или по запросу.

6.4. При наличии технической возможности должна предусматриваться автоматическая передача в РДУ через сервер РАС, установленный в центре управления сетями РСК, информации от автономных регистраторов аварийных событий и устройств ОМП.

7. Требования по организации каналов связи для функционирования РЗА.

7.1. Для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, с объектов электросетевого хозяйства высшим классом напряжения 110 кВ и выше должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

7.2. Для передачи сигналов и команд противоаварийной и режимной автоматики должен использоваться дублированный режим передачи информации.

7.3. Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должен быть организован по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств РЗ той же ЛЭП.

7.4. Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств РЗ ЛЭП классом напряжения 220 кВ должна исключать возможность одновременной потери функциональности основных защит разных ЛЭП по общей причине.

7.5. Передача сигналов и команд РЗ должна осуществляться без промежуточной обработки.

7.6. Организация высокочастотных каналов связи по грозотросам ВЛ для передачи сигналов и команд РЗА не допускается.

7.7. При организации высокочастотных каналов связи по фазным проводам ВЛ с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной

связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.

7.8. Каналы радиорелейной связи, высокочастотной связи по ВЛ и спутниковой связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморозь, гололед, дождь).

7.9. Для передачи команд РЗА высокочастотные каналы связи по ВЛ должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных коротких замыканиях на ВЛ, по проводам которой организован высокочастотный канал.

7.10. При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

7.11. Должен обеспечиваться непрерывный автоматический контроль исправности каналов связи для РЗА. При неисправности канала связи, выявленной в процессе автоматического контроля, должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и (или) ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

7.12. Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи, должны иметь согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы. Согласование интерфейсов может выполняться как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.

7.13. Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, должна предусматриваться возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно – оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов. При превышении допустимой протяженности или невозможности выделения оптических волокон организация каналов связи, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА, по волоконно-оптическим линиям связи осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

Системный оператор:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ **по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами**

1. Общие положения

1.1. Обмен технологической информацией между объектами электросетевого хозяйства МРСК (далее – энергообъекты) и РДУ, РСК и РДУ обеспечивается системами сбора и передачи информации (далее – ССПИ).

ССПИ состоит из следующих систем:

- система сбора и передачи телеметрической информации (ТИ, ТС) (далее – телеинформация) о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств;
- специализированная система передачи телеизмерений параметров электроэнергетического режима, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления;
- система сбора и передачи информации об аварийных событиях и процессах;
- телефонная связь для оперативных переговоров.

Функции, выполняемые перечисленными выше системами, по решению МРСК могут реализовываться в АСУ ТП энергообъекта.

1.2. Программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК (далее – Программа) составляются РСК в соответствии с настоящим Соглашением.

1.3. В рамках существующей ССПИ (до ее модернизации) на момент утверждения соответствующей Программы должны обеспечиваться сбор и передача в РДУ существующего (передаваемого) объема необходимой для РДУ телеинформации.

1.4. В рамках модернизации ССПИ МРСК необходимо организовать сбор и передачу в РДУ в соответствии с предусмотренными настоящим приложением техническими требованиями и согласованными РДУ видами информационного обмена между РДУ и энергообъектами следующих видов информации:

- телеметрической информации для передачи в РДУ в соответствии с перечнем точек измерения и состава телеинформации по энергообъектам после модернизации ССПИ. Указанный перечень определяется РДУ в соответствии с требованиями раздела 2.1. настоящего приложения (для случаев, указанных в п. 3.1 – с учетом требований раздела 3 настоящего приложения);
- сигналов телеуправления в соответствии с требованиями раздела 2.2. настоящего приложения.
- информации об аварийных событиях и процессах в соответствии с требованиями раздела 2.3. настоящего приложения.

1.5. Организация цифровых каналов для передачи телеинформации и телефонной связи для оперативных переговоров с РДУ должна выполняться в соответствии с требованиями разделов 2.4, 2.5, 2.6 настоящего приложения (для случаев, указанных в п. 3.1 – с учетом требований раздела 3 настоящего приложения).

1.6. Отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения, допускаются только в случаях и объеме, указанных в разделе 3 настоящего приложения.

1.7. Ретрансляция в РДУ телеметрической информации, поступающей в РСК с энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.15 настоящего Соглашения, должна осуществляться РСК с соблюдением технических требований, установленных настоящим приложением.

2. Технические решения по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами

2.1. Типовой состав телеинформации на подстанциях МРСК, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, для передачи в РДУ

2.1.1. Телеизмерения уровней напряжения по всем трансформаторам напряжения 110 кВ и выше распределительных устройств подстанции.

2.1.2. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ и выше, присоединённой к распределительным устройствам. При наличии на подстанции измерений параметров по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении - телеизмерения величин фазных токов ЛЭП 110 кВ и выше⁹.

2.1.3. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора. Для автотрансформаторов, к стороне низкого напряжения которых присоединены источники активной или реактивной мощности (5 МВт, 5 МВАр и более) подлежит передаче также величина тока в общей обмотке.

2.1.4. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне 110 кВ и выше каждого трансформатора.

2.1.5. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше.

2.1.6. Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств установленной мощностью 5 МВАр и более (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.).

2.1.7. Величины частоты электрического тока от ТН секций и систем шин, ЛЭП 110 кВ и выше, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и отдельной работы этих частей, в том числе в местах установки колонок синхронизации, комплектов ЧДА.

2.1.8. Телеизмерения перетоков активной мощности присоединений, подключенных к устройствам противоаварийной автоматики (за исключением устройств АЧР).

2.1.9. Величины некоторых неэлектрических параметров с определенных соответствующим диспетчерским центром подстанций (температура наружного воздуха, скорость ветра, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода) (по согласованию при наличии технической возможности передачи).

⁹ Для ответственных подстанций подлежит передаче только величина перетоков активной мощности по каждой ЛЭП 110 кВ и выше, присоединённой к распределительному устройству.

2.1.10. Телесигнализация положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей)¹⁰ 110 кВ и выше. При наличии на подстанции телесигнализации состояния коммутационных аппаратов по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении – телесигнализация положения каждой фазы выключателей ЛЭП 110 кВ и выше¹¹.

2.1.11. Телесигнализация положения анцапф РПН автотрансформаторов и специальных регулировочных трансформаторов.

2.1.12. Аварийно-предупредительная телесигнализация по оборудованию 110 кВ и выше подстанции МРСК в объеме, указанном в таблице 1 настоящих технических требований¹².

Таблица 1

Параметр АПТС	Примечание
Неисправность выключателя	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления выключателем
Срабатывание основных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству. Т (АТ) – обобщенный сигнал по всем устройствам. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание резервных РЗ присоединения (ЛЭП, Т (АТ))	ЛЭП – сигналы по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление). Т (АТ) – обобщенный сигнал по всем устройствам. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание РЗ присоединения (УКРМ)	Обобщенный сигнал по всем устройствам основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
Срабатывание устройства ПА	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия

¹⁰ Организация передачи в РДУ телесигнализации положения коммутационных аппаратов без дистанционного управления (разъединители, отделители, заземляющие ножи всех присоединений) выполняется при наличии технической возможности.

Организацию передачи в РДУ указанной телесигнализации допускается выполнять на заключительной стадии модернизации ССПИ, а также при замене разъединителей, отделителей, заземляющих ножей на оборудование нового типа.

¹¹ Для ответственных подстанций подлежат передаче только обобщенные телесигналы положения коммутационных аппаратов.

¹² Для целей телеуправления типовой состав АПТС может быть скорректирован.

Неисправность устройства ПА	1. Обобщенный сигнал неисправности любого из устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, ФОЛ. 2. Обобщенный сигнал неисправности ЛАПНУ 3. Сигнал неисправности УПАСК
Срабатывание АПВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
Запрет АПВ выключателя	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ

2.1.13. Телесигнализация положения выключателей 35 кВ и ниже средств регулирования реактивной мощности 5 МВАр и более (относящихся к объектам диспетчеризации), присоединенных на напряжении 35 кВ и ниже.

2.1.14. При наличии на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 35 кВ средств компенсации и регулирования реактивной мощности мощностью 5 МВАр и более подлежит передаче в РДУ величина реактивной мощности, вырабатываемой (потребляемой) указанными средствами компенсации и регулирования реактивной мощности.

2.2. Организация телеуправления в РДУ

В РДУ организуется телеуправление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, РПН и функциями устройств РЗА энергообъектов.

Перечень подстанций и перечень коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, РПН и функций устройств РЗА на них, подлежащих оснащению системой телеуправления, определяются индивидуально и утверждаются ОДУ (РДУ) и МРСК (РСК).

2.3. Требования к составу и обмену информацией об аварийных событиях и процессах

2.3.1. Система регистрации аварийных событий и процессов должна обеспечивать сбор информации, достаточной для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (однозначного установления процесса возникновения, протекания и ликвидации аварии, выявления фактического алгоритма работы устройств РЗА и действий персонала).

2.3.2. Требования к составу информации от автономных регистраторов аварийных событий регламентируются положениями Стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380).

2.3.3. Информация об аварийных событиях и процессах, поступающая с автономных регистраторов аварийных событий, должна храниться не менее 3 (трех) лет на технологических серверах объекта электросетевого хозяйства, а доступ к ней персонала РДУ должен осуществляться посредством электронного обмена данными с клиентскими рабочими местами, устанавливаемыми в РДУ.

2.3.4. Данные регистрации аварийных событий и процессов должны представляться в РДУ немедленно по устному запросу или автоматически (при наличии технической возможности) через сервер РАС, установленный в центре управления сетями РСК, при наличии на объекте электроэнергетики РСК цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных событий и процессов, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования - в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня. Используемые для передачи информации об

аварийных событиях телекоммуникационные сети и оборудование связи должны отвечать требованиям информационной безопасности Системного оператора и собственника объекта электроэнергетики. Вновь принимаемые технические решения по организации передачи данных об аварийных событиях не должны допускать ухудшения существующих технических характеристик и показателей качества обмена оперативной технологической информацией между объектами электроэнергетики, ЦУС и ДЦ.

2.3.5. Определение мест повреждения на ЛЭП 110 кВ и выше (далее - ОМП) должно осуществляться на основании показаний предназначенных для этого приборов. Показания приборов ОМП должны немедленно передаваться в РДУ.

2.4. Требования к организации каналов связи при модернизации/новом строительстве

2.4.1. Подстанции РСК, оборудование и технические устройства которых включены в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, должны быть оснащены не менее чем двумя независимыми каналами связи с РДУ (основным и резервным).

Пропускная способность указанных каналов связи должна обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр, включая телефонную связь для оперативных переговоров, телеинформацию и данные, используемые для задач оперативно-диспетчерского управления, обеспечения функционирования противоаварийной и режимной автоматики.

2.4.2. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи информации в автоматизированные системы диспетчерского управления, автоматизированные системы технологического управления, должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году, обобщенный средний коэффициент готовности систем связи для указанных автоматизированных систем управления объектами электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше, состоящих из двух независимых каналов связи, должен быть не ниже 0,9996 для периода их эксплуатации, равного одному календарному году.

2.4.3. Необходимость и способ организации телефонной связи для оперативных переговоров с объектами электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и ниже, не относящимися к единой национальной (общероссийской) электрической сети, тип каналов связи с указанными объектами и механизм их резервирования определяются согласованным решением РСК и РДУ с учетом распределения объектов диспетчеризации по способу управления и наличия на указанных объектах электросетевого хозяйства постоянного оперативного персонала.

2.4.4. Для организации цифровых каналов связи могут использоваться кабельные линии связи (кабели с металлическими жилами), волоконно-оптические линии связи (ВОЛС), ВЧ-связь по ВЛ с цифровой обработкой сигналов, цифровые радиорелейные линии связи (ЦРРЛ), каналы связи в сетях операторов на основании договоров аренды или иных договоров .

Спутниковые каналы связи могут использоваться в качестве одного из каналов связи, если эти каналы удовлетворяют требованиям по времени передачи информации.

Допускается временное использование спутниковых каналов связи в качестве одного из каналов связи до организации второго наземного канала связи для автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления (кроме передачи телеинформации,

обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики) также в случае, если спутниковые каналы связи не удовлетворяют требованиям по времени передачи информации.

Использование услуг сотовой связи для организации основного и резервного каналов связи не допускается.

2.4.5. Каналы связи с энергообъектов, создаваемые для организации телефонной связи для оперативных переговоров и передачи телеинформации в РДУ, должны быть организованы до ближайших узлов доступа, используемых Системным оператором.

2.4.6. Проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации в РДУ должна быть согласована с РДУ. На схеме должны быть показаны все каналы (основные и резервные) с указанием общей пропускной способности каждого канала. Также должны быть обозначены узлы связи, включая узлы сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят каналы.

2.4.7. В описании схемы и, по возможности, на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналобразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием РДУ.

2.5. Организация телефонной связи для оперативных переговоров

2.5.1. Диспетчерам РДУ по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров должны быть предоставлены полноступенчатые резервируемые каналы связи (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые каналы связи не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения указанных каналов в промежуточных пунктах.

2.5.2. При использовании спутниковых каналов связи для организации оперативных переговоров с оперативным персоналом энергообъектов задержка в телефонном канале не должна превышать 400 мсек.

2.5.3. При организации телефонной связи для оперативных переговоров допускается использование общих каналов передачи данных с пакетной коммутацией при условии организации отдельного VLAN для передачи голосовой информации по технологии VoIP.

2.5.4. Телефонная связь другого назначения (производственно-технологическая) может организовываться как по каналам связи для оперативных переговоров с приоритетом диспетчера, так и по каналам иных технологических сетей связи и сети связи общего пользования.

2.5.5. В случае потери каналов связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена возможность использования диспетчером для передачи команд и ведения диспетчерских переговоров производственно-технологической телефонной связи с возможностью выхода на телефонную сеть общего пользования и телефонные сети связи других субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии путем набора номера.

2.5.6. Возможность и порядок использования диспетчером РДУ производственно-технологической телефонной связи, организованной на оборудовании и каналах связи РСК, определяется по согласованию с РСК.

2.5.7. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации каналов связи для оперативных переговоров РДУ, должны быть согласованы с РДУ.

2.5.8. Независимо от способа организации канала связи для оперативных переговоров должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала РДУ с оперативным персоналом РСК как в РДУ, так и в РСК, с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

2.6. Организация передачи телеинформации с подстанций в РДУ

2.6.1. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (для строящихся, реконструируемых объектов – не хуже 0.5S), подключаемые к клеммам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (при замене измерительных трансформаторов, новом строительстве, реконструкции объектов – не хуже 0.5S). Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации ССПИ на объекте.

2.6.2. Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени от низового устройства, которые должны передаваться в РДУ в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

2.6.3. Суммарное время измерения и передачи телеинформации с энергообъектов МРСК в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики – не должно превышать 1 (одной) секунды (для передачи с указанных объектов телеинформации о технологическом режиме работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, – 2 (двух) секунд) без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра, комплексах противоаварийной или режимной автоматики.

2.6.4. Время передачи команды телеуправления не должно превышать 5 (пяти) секунд.

2.6.5. Протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Допускается использовать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 только при наличии у МРСК (РСК) обоснованных технических или иных ограничений, не позволяющих организовать обмен по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104) должна быть согласована с ОДУ (РДУ).

2.6.6. Методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

2.6.7. При использовании протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на базе сервисов ТСР/IP должны быть обеспечены гарантированное время доставки и информационная безопасность передаваемой информации в соответствии с действующими нормативными документами.

2.6.8. Передача телеинформации должна осуществляться в РДУ по двум независимым каналам без ретрансляции (напрямую, без промежуточной обработки¹³), за исключением случаев, указанных в п. 2.6.10 настоящего приложения.

¹³ Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов передачи телеинформации аппаратно-программными средствами низшего уровня управления, которое может привести к изменению информации, и последующая ее передача на верхние уровни управления в требуемых протоколах передачи телеинформации.

2.6.9. Передача телеинформации должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

2.6.10. До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая система (схема) передачи телеинформации с подстанций МРСК в РДУ.

2.6.11. При завершении модернизации объектных ССПИ и организации соответствующих цифровых каналов связи с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 должна быть обеспечена передача телеинформации с энергообъектов МРСК в РДУ напрямую, без ретрансляции (промежуточной обработки).

2.6.12. По каждой подстанции должна быть передана в РДУ однолинейная электрическая схема подстанции с обозначенными на ней всеми точками измерения и составом измерений в каждой точке в объеме и формате, согласованном РДУ и РСК.

3. Возможные отступления от технических решений по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами

3.1. Возможные отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения, приведены в пункте 3.2 и в таблице 2 настоящих технических требований и действуют для подстанций МРСК с высшим классом напряжения 110 кВ:

- к которым присоединены более двух ЛЭП с двусторонним питанием (далее – узловые подстанции);
- питаемых от ответвлений ЛЭП (далее – ответвительные подстанции);
- включенных в рассечку ЛЭП с двусторонним питанием (далее – проходные подстанции).

Таблица 2. Отступления от технических требований по организации обмена технологической информацией с РДУ

Тип подстанции	Минимальный состав телеинформации, передаваемой с подстанции в РДУ	Минимальные требования к каналам связи подстанции с РДУ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС РСК/ПО (ПЭС))
Узловая подстанция, к которой присоединены только ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении РДУ	Отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящих технических требований не допускаются	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.
Ответвительная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении РДУ	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)) состав информации определяется согласно пунктам 2.1.2, 2.1.6, 2.1.8,	Требования по передаче телеинформации РДУ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Если обслуживание подстанции осуществляется постоянным дежурным персоналом – два канала телефонной связи для оперативных переговоров

	2.1.10 настоящих технических требований.	(допускается коммутирование на промежуточной АТС). Если обслуживание подстанции осуществляется ОВБ – требования по организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров РДУ не выставляет, диспетчерские команды и разрешения передаются через ЦУС РСК/ПО (ПЭС).
Ответственная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящихся в диспетчерском ведении РДУ	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)) состав информации определяется согласно пунктам 2.1.2, 2.1.6, 2.1.8, 2.1.10 настоящих технических требований.	Требования по передаче телеинформации РДУ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.
Проходная подстанция, к которой присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении РДУ	Обязательно выполнение требований следующих пунктов 2.1.2, 2.1.5, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.10 настоящих технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.

3.2. В случаях, указанных в соответствующих пунктах таблицы 2 настоящих технических требований:

3.2.1. Допускается коммутирование каналов связи не более чем на одной промежуточной АТС.

3.2.2. Передача диспетчерских команд и диспетчерских разрешений осуществляется через оперативный персонал ЦУС РСК/ПО (ПЭС).

3.2.3. Передача телеинформации по каналам связи с РДУ может осуществляться с одной ступенью ретрансляции телеинформации из ЦУС РСК/ПО (ПЭС).

При этом суммарное время измерения и передачи телеинформации для автоматизированных систем управления не должно превышать 3 (трех) секунд.

Системный оператор:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК

1. Термины и сокращения

РДУ – Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ.

ОДУ – Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ.

Системный оператор – АО «СО ЕЭС» (исполнительный аппарат, ОДУ, РДУ).

МРСК – _____¹⁴.

РСК – филиалы МРСК РСК.

ЦУС – центр управления сетями РСК.

Регламент – настоящий Регламент взаимодействия РДУ и РСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства МРСК.

ССПИ – система сбора и передачи информации.

Подстанция МРСК, подстанция – объект электросетевого хозяйства МРСК, находящийся в зоне эксплуатационной ответственности соответствующей РСК.

Технические требования – технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами.

Программа – Программа модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационной ответственности РСК.

Перечень – перечень подстанций МРСК, находящихся в операционной зоне РДУ, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации и требующих модернизации (расширения) ССПИ подстанций в целях приведения их в соответствие Техническим требованиям, с указанием приоритетов по модернизации ССПИ подстанций.

2. Общие положения

Настоящий Регламент разработан с целью определения порядка взаимодействия РДУ и РСК при разработке, актуализации, согласовании, утверждении и выполнении программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК на период, соответствующий инвестиционной программе МРСК.

Технические требования определены в Приложении № 5 к настоящему Соглашению.

¹⁴ Указывается наименование межрегиональной распределительной сетевой компании (МРСК).

3. Порядок взаимодействия РДУ и РСК при разработке (актуализации), согласовании и утверждении программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК

В целях приведения ССПИ подстанций МРСК в соответствие с Техническими требованиями:

3.1. РДУ разрабатывает и ежегодно актуализирует для каждой РСК Перечень. Указанные Перечни РДУ направляют в РСК ежегодно в срок до 31 декабря. При формировании (актуализации) Перечня РДУ должно учитывать определенные в действующих долгосрочных Программах объекты и сроки реализации мероприятий, а также статус реализации проектов по созданию (модернизации) ССПИ.

3.2. РСК в срок до 31 января года представления в установленном порядке соответствующей инвестиционной программы МРСК на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает (актуализирует) Программу и направляет проект разработанной (актуализированной) Программы в электронном виде в РДУ для согласования Системным оператором.

3.3. РДУ в течение 5 рабочих дней с момента получения проекта Программы рассматривает и обеспечивает направление проекта Программы на рассмотрение в ОДУ с приложением заключения по нему в части:

- соответствия требованиям настоящего Регламента, Техническим требованиям и Перечню;
- сроков модернизации оборудования и организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации с подстанций МРСК.

3.4. ОДУ в течение 5 рабочих дней с момента получения проекта Программы и заключения по нему от РДУ рассматривает, согласовывает (либо формирует свои замечания и предложения по его доработке) и направляет в РДУ согласованный со стороны ОДУ проект Программы (замечания и предложения по его доработке).

3.5. РДУ в течение 1 рабочего дня с момента получения согласованного проекта Программы (замечаний и предложений по его доработке) от ОДУ согласовывает и направляет проект Программы (замечания и предложения по его доработке) в РСК.

3.6. При наличии замечаний и предложений по доработке проекта Программы РСК в течение 10 рабочих дней обеспечивает внесение соответствующих изменений в проект Программы и направление в РДУ в целях повторного рассмотрения и согласования проекта Программы Системным оператором. Повторное рассмотрение и согласование проекта Программы в РДУ и ОДУ осуществляется в соответствии с пунктами 3.3 – 3.5 Регламента.

3.7. После утверждения Программы РСК официальным письмом направляет копию Программы в РДУ.

3.8. МРСК включает подстанции, предусмотренные утвержденной Программой, в инвестиционную программу, направляемую на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

4. Требования к содержанию и оформлению программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК

4.1. Программа разрабатывается (актуализируется) в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК в зоне эксплуатационной ответственности РСК (приложение к настоящему Регламенту) в формате *.DOC (*.DOCX).

4.2. Программа разрабатывается (актуализируется) с учетом Перечня и Технических требований.

4.3. На титульном листе в наименовании Программы указывается инвестиционный период, на который составляется (актуализируется) Программа.

4.4. В таблицу 1 Программы включаются подстанции МРСК, подлежащие комплексной реконструкции (модернизации) в рамках инвестиционной программы МРСК.

4.5. В таблицу 2 Программы включаются подстанции МРСК, на которых, при наличии технической возможности и из существующих ССПИ, в первоочередном порядке, дополнительно к существующему объему телеметрической информации, фактически получаемому РДУ, организуется передача дополнительного объема телеметрической информации.

4.6. Подстанции МРСК, модернизация ССПИ на которых предусмотрена инвестиционной программой МРСК, включаются в таблицу 3 Программы с указанием:

4.6.1. Фактического наличия и типа существующего оборудования и каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации.

4.6.2. Сроков модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации с подстанций МРСК и их типов.

4.6.3. Наименования инвестиционного проекта инвестиционной программы, в рамках которого планируется модернизация ССПИ подстанции (в столбце 5 «Примечание»).

4.6.4. Наименования ЦУС (ПО, ПЭС), через который осуществляется (планируется осуществление) ретрансляция (в столбце 5 «Примечание»), в случае организации каналов связи и передачи в РДУ телеметрической информации путем ретрансляции.

4.7. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации Программы, организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации с подстанций МРСК в РДУ и требующие участия Системного оператора, указываются в таблице 4 Программы.

5. Порядок взаимодействия РДУ и РСК при выполнении программ модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК

5.1. В рамках взаимодействия при выполнении Программы Системный оператор:

5.1.1. Определяет в техническом задании на проектирование ССПИ подстанции МРСК перечень точек измерения и состав телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции МРСК после модернизации ССПИ.

5.1.2. Согласовывает технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций МРСК и изменения к ним.

5.1.3. Принимает участие в комплексных испытаниях ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу.

5.1.4. Принимает участие в работе комиссии по приемке ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию.

5.2. МРСК (РСК) выполняет предусмотренные соответствующей Программой мероприятия в установленные указанной Программой сроки, в том числе:

5.2.1. В целях согласования направляет в Системный оператор технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций МРСК и проекты изменений к ним в соответствии с Соглашением о взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, схем и программ развития электроэнергетики от 31.12.2015.

5.2.2. В целях согласования Системным оператором направляет в РДУ программы и методики испытаний каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации, программы и методики испытаний ССПИ подстанции МРСК.

5.2.3. Выполняет комплексные испытания ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, с участием представителей Системного оператора.

5.2.4. Осуществляет приемку ССПИ подстанций МРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию с участием представителей Системного оператора.

5.2.5. Ежегодно до 20 января года, следующего за отчетным, предоставляет в РДУ письменный отчет о выполнении Программы, утвержденной в предшествующем году.

5.3. Соответствие ССПИ подстанций МРСК (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) согласованным Системным оператором техническим заданиям подтверждается актом приемки ССПИ (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) в промышленную эксплуатацию, подписанным представителем Системного оператора. РСК оформляет

указанный акт и представляет его для рассмотрения и подписания Системным оператором в РДУ по результатам проведения комплексных испытаний ССПИ после ее модернизации.

Системный оператор:

Заместитель
Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____/_____

М.п.

**ТИПОВАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ
СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ
НА ПОДСТАНЦИЯХ МРСК В ЗОНЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТИ РСК**

1. Титульный лист.

СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор

« _____ »
(наименование МРСК)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора-
директор филиала « _____ -

_____ »
(наименование РСК)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

**ПРОГРАММА
модернизации и расширения системы сбора и передачи
информации на подстанциях**

« _____ »
(наименование МРСК)

в зоне эксплуатационной ответственности

« _____ »
(наименование РСК)

на период 20XX – 20XX годов.

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ _____
(наименование ОДУ)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

СОГЛАСОВАНО

Директор Филиала
АО «СО ЕЭС» _____ РДУ
(наименование РДУ)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

2. Состав разделов и таблиц.

Таблица 1

Перечень подстанций, подлежащих комплексной реконструкции (модернизации), включенных в инвестиционную программу МРСК

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства МРСК (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Направление передачи (РДУ, ЦУС)	Примечание ⁴
		Необходимые ТИ, ТС	В т.ч. новые ТИ, ТС		
1	2	3	4	5	6
	Образец заполнения				
	20XX год				
1.	ПС 110 кВ Буйская				
1.1.	1СШ 110 кВ	U, F, TC ¹		РДУ, ЦУС	
1.2.	2СШ 110 кВ	U, F, TC		РДУ, ЦУС	
1.3.	ОСШ 110 кВ	U, F, TC ²			
1.4.	ВЛ 110 кВ Буйская - Янаул 1ц	P,Q,I, TC ³	I	РДУ, ЦУС	ТУ РДУ
1.5.	ВЛ 110 кВ Буйская - Янаул 2ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ РДУ
1.6.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 1ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ ЦУС
1.7.	ВЛ 110 кВ Буйская - Гожан 2ц	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	ТУ ЦУС
1.8.	ШСВ 110 кВ	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	
1.9.	ОВ 110 кВ	P,Q,I, TC	I	РДУ, ЦУС	
2.	И т.д.				
	20XX+1 год				
1.	ПС 110 кВ ...				

Примечания:

1. Все телесигналы положения ШР всех присоединений.
2. Все телесигналы положения РОСШ всех присоединений.
3. Телесигналы положения выключателя, ЛР и ЗН присоединения.
4. В столбце Примечание (6) указывается, в том числе функция телеуправления (ТУ) из ЦУС или РДУ соответственно.

Таблица 2

Перечень подстанций и состав дополнительной телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ в рамках ССПИ, существующей на момент формирования Программы

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства МРСК (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Срок организации передачи телеметрической информации
		ТИ, ТС, фактически получаемые с подстанции	Дополнительные ТИ, ТС	
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
1.	ПС 110 кВ Буйская			
	<i>В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 1ц</i>			
	<i>В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 2ц</i>			
2.	<i>И т.д.</i>			

Таблица 3

Перечень подстанций, модернизация ССПИ на которых предусмотрена инвестиционной программой МРСК со сроками реализации

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание	
1	2	3		4	5	
	Образец заполнения					
1	ПС 110 кВ Северная	факт	Прямой канал основной	Аналоговый (тип)	Не заполняется	
			Прямой канал резервный	Нет		
			Оборудование ТМ	Аналоговое (тип)		
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип		
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
Оборудование ТМ	Цифровое (тип)		2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы		

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание	
1	2	3		4	5	
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>Тип</i>	2018	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы</i>
2	<i>ПС 110 кВ Восточная</i>	факт	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>Не заполняется</i>	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы</i>
			<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Аналоговый (тип)</i>		
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>		
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>Тип</i>		
		план	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	2019	
			<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	2019	
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>	2018	
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>Тип</i>	2018	

Примечания:

- 1) При создании цифровых каналов связи допускается сохранение существующих аналоговых каналов связи в качестве дополнительных резервных каналов.
- 2) В таблице необходимо отражать наличие на подстанции всех имеющихся каналов связи.

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для модернизации и расширения ССПИ подстанций, требующие участия Системного оператора

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
	ПС 110 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
1.	Разработка и согласование технического задания на проектирование ССПИ, организацию необходимых цифровых каналов связи.			
2.	Разработка и согласование проектной документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
3.	Разработка и согласование рабочей документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
4.	Приемка ССПИ, цифровых каналов связи в опытную эксплуатацию			
5.	Приемо-сдаточные испытания ССПИ, цифровых каналов связи и ввод в промышленную эксплуатацию			
	ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
6.	И т.д.			

Примечания:

1) Таблица 4 заполняется для подстанций, модернизацию (расширение) ССПИ которых планируется выполнить за соответствующий инвестиционный период.

2) Технические задания на проектирование, проектная и рабочая документация на ССПИ подстанций должны быть согласованы с Системным оператором в части перечня точек измерения и состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции МРСК после модернизации ССПИ.

3) Технические задания на проектирование, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи с РДУ должны быть согласованы с Системным оператором в части технических условий по присоединению оборудования каналов связи с подстанций МРСК к узлам связи РДУ и технических требований к каналам связи, включая требования к резервированию каналов связи, их пропускной способности, используемым протоколам информационного обмена, объемам, скорости и периодичности передачи информации,

параметрам передачи управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики.

Системный оператор:

Заместитель

Председателя Правления

_____ С.А. Павлушко

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.