

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и
межрегиональной распределительной сетевой компанией (МРСК) или иной
территориальной сетевой организацией в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России

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

г. Москва

«___» _____ 2010 г.

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице первого заместителя Председателя Правления Шульгинова Николая Григорьевича, действующего на основании доверенности № ____ от _____, с одной стороны, и

Открытое акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания _____» (ОАО «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) 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.

Положения, инструкции, стандарты, 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).

РСК разрабатывает инструктивную документацию для 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.

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, утвержденными ОАО «Холдинг МРСК» и согласованными ОАО «СО ЕЭС» 28.07.2009 г.

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 РДУ 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 центров управления сетями (далее – ЦУС), дежурный персонал подстанций МРСК, в т.ч. оперативных выездных бригад), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или 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 диспетчеризации.

Диспетчерское распоряжение выдается РДУ соответствующей РСК в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий,

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.

связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчерским персоналом РДУ по каналам связи оперативному персоналу РСК и содержит согласование на совершение действия (действий) по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

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

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 операционных зон диспетчерских центров (схемы энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование 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, на следующий год.

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 устройств релейной защиты (в соответствии с распределением функций по расчету уставок и других параметров настройки устройств релейной защиты), объёмы, места размещения, места реализации управляющих воздействий и параметры настройки 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, распоряжения и 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, согласовывать 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. Представлять в установленные сроки на согласование РДУ 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.

Диспетчерские наименования ЛЭП, являющихся объектами диспетчеризации, присваиваются соответствующим РДУ в порядке, согласованном ОАО «Холдинг МРСК» и ОАО «СО ЕЭС». Изменение диспетчерских наименований введенных в эксплуатацию ЛЭП МРСК, являющихся объектами диспетчеризации, производится РСК по согласованию с РДУ.

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 релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (далее – 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 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 устройств РЗА подстанций и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с регламентом формирования годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, утвержденным соответствующим РДУ в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению.

4.2. Для разработки 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 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 (распоряжения) 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).

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.

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.2.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

5.2. Порядок действий оперативного персонала РСК по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в работе объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется инструкциями по предотвращению и ликвидации технологических нарушений на объектах электросетевого хозяйства МРСК, разработанными и утвержденными РСК в соответствии с вышеуказанными инструкциями РДУ. Указанные инструкции РСК подлежат согласованию с РДУ в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений на ЛЭП и подстанциях, в состав которых входят объекты диспетчеризации, а также порядка действий оперативного персонала РСК 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, произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, оперативный персонал РСК должен незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу РДУ с указанием состава изменений и сработавших устройств.

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 о технологических нарушениях в работе объектов 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 осуществляются РДУ.

5.5.2. РДУ уведомляет РСК о возможных нарушениях в работе энергосистемы и электроснабжении потребителей 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 развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

РСК осуществляет разработку схем перспективного развития распределительного электросетевого комплекса МРСК в соответствующем субъекте Российской Федерации, а также участвует в разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в части распределительного электросетевого комплекса.

6.2. РСК (МРСК) обязана:

6.2.1. Представлять на согласование РДУ (ОДУ) планы (схемы, программы) нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства МРСК классом напряжения 110 кВ и выше, а также до утверждения в установленном порядке инвестиционную программу РСК (МРСК) с указанием объектов электросетевого хозяйства с номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, но не более 220 кВ, соответствующих систем (устройств) РЗА, устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, телемеханики и связи, которые будут созданы (реконструированы) в рамках выполнения данных планов (схем, программ) а также технических характеристик данных объектов и запланированных сроков ввода объектов в эксплуатацию.

6.2.2. При формировании инвестиционной программы и определении приоритетных мероприятий для включения в неё обеспечивать учёт предложений и замечаний РДУ (ОДУ) по выполнению мероприятий, повышающих надежность функционирования энергосистемы и обеспечивающих устойчивый перспективный режим ее работы, в том числе обеспечивающих выдачу мощности генерирующих

объектов и устранение возможных ограничений в электрических сетях номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, а также мероприятий по созданию систем противоаварийной и режимной автоматики, телемеханики и связи, установке устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

РСК (МРСК) выполняет предложения РДУ (ОДУ), полученные при формировании инвестиционной программы, в объеме средств, учтенных органом исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на соответствующие цели при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии и платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

6.2.3. При корректировке (при необходимости) объемов и сроков выполнения мероприятий, включенных в согласованные планы нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства МРСК, согласовывать вносимые изменения с РДУ (ОДУ).

6.2.4. Предоставлять РДУ (ОДУ) в согласованном формате актуализированную информацию о текущих планах нового строительства, реконструкции, и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства МРСК номинальным классом напряжения 110 кВ и выше (в том числе по запросу РДУ в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения запроса, но не чаще одного раза в квартал).

Порядок взаимодействия Сторон при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства МРСК определяется утверждаемым ими регламентом (п.1.2. Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

6.2.5. Оказывать содействие Системному оператору при его участии в проведении контрольных мероприятий в рамках деятельности Минэнерго России и деятельности органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по контролю исполнения инвестиционных программ (проектов) по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, обеспечивающих выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии.

6.2.6. Для ввода в работу построенных, реконструированных объектов электросетевого хозяйства МРСК номинальным классом напряжения 110 кВ и выше:

6.2.6.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего объекта электросетевого хозяйства МРСК представлять на согласование в РДУ нормальную схему электрических соединений подстанции, информацию о параметрах вновь вводимого электротехнического оборудования, сроках ввода его в работу и иную техническую информацию, необходимую для расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы, в том числе расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки систем и устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении РДУ, и оперативно информировать РДУ о возможных изменениях предоставленных данных.

6.2.6.2. Представлять для рассмотрения и согласования в РДУ программы по включению нового оборудования подстанций и ЛЭП, относящихся к объектам диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

Диспетчерская заявка на ввод в работу объекта диспетчеризации, подается в порядке, предусмотренном правилами оформления, подачи, рассмотрения и

согласования диспетчерских заявок на вывод из работы (ввод в работу) объектов диспетчеризации, утверждаемыми РДУ, но не менее чем за 5 (пять) рабочих дней до планируемой даты ввода объекта диспетчеризации в работу.

6.3. РДУ (ОДУ) обязано:

6.3.1. Рассмотреть и согласовать планы (схемы, программы), указанные в п. 6.2.1. настоящего Соглашения, либо отказать в согласовании и направить замечания и предложения к ним в течение месяца с момента получения соответствующих документов от РСК.

6.3.2. Направлять в РСК (МРСК) предложения, указанные в п. 6.2.2. настоящего Соглашения для возможности их учета при формировании инвестиционных программ.

6.3.3. Рассмотреть и согласовать корректировку объёмов и сроков выполнения мероприятий, включенных в согласованные планы нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства МРСК (п. 6.2.3. настоящего Соглашения), либо отказать в ее согласовании и направить в РСК свои замечания и предложения в течение 15 дней с момента получения информации о предполагаемой корректировке от РСК.

6.3.4. По запросу РСК (но не чаще чем раз в квартал) предоставлять имеющуюся у РДУ информацию о планируемых и фактических вводах в эксплуатацию объектов электроэнергетики, влияющих на технологические режимы работы объектов МРСК.

6.4. При технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям МРСК РДУ (ОДУ) участвует в формировании и проверке выполнения включаемых в технические условия технических требований, обеспечивающих работу присоединяемых объектов (устройств) в составе ЕЭС России, в порядке, определенном действующими нормативными правовыми актами и настоящим соглашением.

Порядок взаимодействия Сторон при осуществлении технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям МРСК определяется утверждаемым ими регламентом (п. 1.2. Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

6.5. При создании (модернизации) систем РЗА, телемеханики и диспетчерско-технологической связи, автоматизированных систем технологического управления объектами электроэнергетики, автоматизированных систем диспетчерского управления (далее – системы технологического управления), а также при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства МРСК Стороны обеспечивают выполнение Общих требований к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, указанных в Приложении № 4 к настоящему Соглашению, а также Технических требований по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК, указанных в Приложении № 5 к настоящему Соглашению.

6.6. В случае создания (модернизации) по инициативе МРСК систем технологического управления, требующих выполнения работ как на объектах электросетевого хозяйства МРСК, так и на иных объектах электроэнергетики,

смежных и (или) технологически связанных с объектами электросетевого хозяйства МРСК (далее – смежные объекты):

6.6.1. РСК (МРСК) обязана:

6.6.1.1. С учетом требований, указанных в Приложениях № 4, 5 к настоящему Соглашению, разработать и согласовать с РДУ (ОДУ) и собственниками смежных объектов техническое задание на разработку проектной документации (далее – ТЗ) и проектную документацию на создание (модернизации) указанных систем технологического управления (далее – Проект), включая предварительное технико-экономическое обоснование выполнения работ на смежных объектах.

6.6.1.2. В соответствии с согласованными ТЗ и Проектом разработать рабочую документацию (технический проект) на создание (модернизацию) систем технологического управления в части работ, подлежащих выполнению на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

6.6.1.3. Согласовать с РДУ (ОДУ) и собственниками смежных объектов сроки выполнения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления и выполнить работы на объектах электросетевого хозяйства МРСК в согласованные сроки.

6.6.2. РДУ (ОДУ) обязано рассмотреть и согласовать ТЗ и Проект в течение 30 дней с момента получения их от РСК (МРСК) либо в тот же срок направить РСК (МРСК) письменные замечания к ним.

6.7. В случае создания (модернизации) систем технологического управления, требующих выполнения работ на объектах электросетевого хозяйства МРСК и смежных объектах, по инициативе Системного оператора:

6.7.1. РДУ (ОДУ) обязано:

6.7.1.1. Разработать и согласовать с РСК и собственниками смежных объектов ТЗ и Проект на создание (модернизацию) системы технологического управления в целом, включая предварительное технико-экономическое обоснование выполнения работ на объектах МРСК и смежных объектах.

6.7.1.2. Согласовать с РСК и собственниками смежных объектов сроки выполнения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления.

6.7.2. РСК (МРСК) обязана:

6.7.2.1. В течение 30 (тридцати) дней со дня получения рассмотреть и согласовать ТЗ и Проект, разработанные и представленные РДУ (ОДУ).

6.7.2.2. С учетом требований, указанных в Приложениях № 4, 5 к настоящему Соглашению, и в соответствии с согласованными ТЗ и Проектом разработать рабочую документацию (технический проект) на создание (модернизацию) систем технологического управления в части работ, подлежащих выполнению на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

6.7.2.3. Выполнить соответствующие работы на объектах электросетевого хозяйства МРСК в согласованные сроки.

6.8. В случае создания (модернизации) систем технологического управления, требующих выполнения работ на объектах электросетевого хозяйства МРСК и смежных объектах, по инициативе собственников смежных объектов МРСК (РСК) обязана:

6.8.1. В течение 30 (тридцати) дней со дня получения рассмотреть и согласовать ТЗ и Проект, разработанные и представленные собственниками смежных объектов.

6.8.2. С учетом требований, указанных в Приложениях № 4, 5 к настоящему Соглашению, и в соответствии с согласованными ТЗ и Проектом разработать рабочую документацию (технический проект) на создание (модернизацию) систем технологического управления в части работ, подлежащих выполнению на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

6.8.3. Согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления и выполнить соответствующие работы на объектах электросетевого хозяйства МРСК в согласованные сроки.

6.9. ТЗ, Проект и рабочая документация (технический проект) на создание (модернизацию) систем технологического управления, а также сроки выполнения работ, указанные в пунктах 6.6, 6.8 настоящего Соглашения, подлежат согласованию с РДУ (ОДУ) в случае создания (модернизации) указанных систем на объектах электросетевого хозяйства МРСК, ЛЭП, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации, а также при строительстве, реконструкции объектов электросетевого хозяйства номинальным классом напряжения 110 кВ и выше.

6.10. Соответствующие работы по созданию (модернизации) систем технологического управления на объектах электросетевого хозяйства МРСК выполняются МРСК за свой счет. При необходимости выполнения работ на оборудовании диспетчерских центров Системного оператора такие работы выполняются Системным оператором за свой счет.

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, систем, приборов, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, режимной автоматики, автоматического повторного включения, оборудования и устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, СДТУ, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии (далее - АИИС КУЭ), предусмотренные законами, иными нормативными правовыми актами, техническими регламентами и принятыми в соответствии с ними стандартами и правилами, а также иными нормативными документами, действующими до вступления в силу соответствующих технических регламентов.

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, и соблюдением требований технических регламентов.

7.3. РДУ (ОДУ) вправе осуществлять контроль выполнения МРСК требований по эксплуатации (в части оперативного обслуживания) устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, СДТУ, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.4. Системный оператор (ОДУ, РДУ) вправе в установленном порядке участвовать в проверке готовности МРСК, РСК 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 нормативными документами.

7.5.2. Выполнять нормативные требования по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования и устройств, соблюдать утвержденные РДУ (ОДУ) 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.

7.7. РСК (МРСК) вправе в установленном порядке участвовать в проверке готовности соответствующих диспетчерских центров Системного оператора к работе в осенне-зимний период.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин аварий в электроэнергетике

8.1. В соответствии с установленным нормативными правовыми актами порядком:

8.1.1. МРСК обеспечивает расследование аварий и иных технологических нарушений в работе объектов 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).

По согласованию с РДУ (ОДУ) РСК (МРСК) вправе привлекать РДУ (ОДУ) к участию в расследовании технологических нарушений, произошедших на объектах электросетевого хозяйства МРСК, в составе созданных РСК (МРСК) комиссий.

8.1.2. Системный оператор участвует в расследовании 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).

8.1.3. РСК (МРСК) обязана:

8.1.3.1. Предоставлять Системному оператору (РДУ, ОДУ) оперативную информацию об авариях на объектах электросетевого хозяйства МРСК, а также информацию о результатах расследования аварий на объектах электросетевого хозяйства МРСК;

8.1.3.2. Предоставлять информацию о выполнении противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий.

8.2. РСК (МРСК) обязана 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.

8.3. 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) технологическим нарушениям на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

9. Организация обмена технологической информацией

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением, 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 и центрами управления сетями РСК, 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.

9.4. В целях приведения ССПИ объектов электросетевого хозяйства (далее также – энергообъект) МРСК в соответствие с Техническими требованиями:

9.4.1. РДУ в согласованные ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» сроки определяют свои приоритеты по модернизации ССПИ подстанций МРСК и доводят их до сведения РСК.

9.4.2. В рамках формирования инвестиционной программы на соответствующий период РСК не позднее чем за 2 (два) месяца до представления указанной инвестиционной программы в установленном порядке на согласование и утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти в письменной форме уведомляет РДУ о перечне объектов электросетевого хозяйства МРСК, инвестиционные проекты по реконструкции (модернизации, техническому перевооружению) которых, в том числе по созданию (модернизации) ССПИ энергообъектов МРСК) планируются в рамках данной инвестиционной программы.

Одновременно с этим РСК предоставляет в РДУ информацию о ходе реализации ранее согласованных с ОАО «СО ЕЭС» технических проектов по

созданию (модернизации) ССПИ для ее учета в соответствии с п. 9.4.3 настоящего Соглашения.

9.4.3. РДУ в течение двух недель с момента получения от РСК указанной в п. 9.4.2. настоящего Соглашения информации формирует в соответствии с Техническими требованиями и направляет в РСК свои предложения по перечню точек измерения и составу телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с энергообъектов МРСК после модернизации ССПИ, а также предложения к видам информационного обмена между РДУ и энергообъектами МРСК для их учета при составлении программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК (далее – Программа) в отношении объектов электросетевого хозяйства МРСК, включенных в соответствующую инвестиционную программу.

При этом РДУ должно учитывать технические решения, предусмотренные ранее согласованными с ОАО «СО ЕЭС» и начатыми реализацией техническими проектами по созданию (модернизации) ССПИ.

9.4.4. РСК не позднее чем за месяц до представления соответствующей п-летней инвестиционной программы в установленном порядке на согласование и утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает Программу в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК (Приложение № 6 к настоящему Соглашению), с учетом определенной РДУ очередности модернизации ССПИ энергообъектов МРСК и полученных от РДУ предложений по перечню точек измерения и составу телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с энергообъектов МРСК, и направляет разработанный проект Программы на согласование в РДУ в электронном виде и на бумажном носителе.

9.4.5. РДУ в течение двух недель с момента получения проекта Программы рассматривает, обеспечивает направление на рассмотрение ОДУ и согласовывает Программу (либо направляет в РСК предложения и замечания) на предмет:

- соответствия требованиям настоящего раздела Соглашения и Приложений № 5, 6 к Соглашению;
- соответствия предложениям РДУ по приоритетам модернизации ССПИ энергообъектов МРСК;
- соответствия предложениям РДУ по перечню точек измерения и составу телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с энергообъектов МРСК после модернизации ССПИ;
- соответствия предложениям РДУ по видам информационного обмена между РДУ и энергообъектами МРСК;
- сроков модернизации оборудования и организации каналов диспетчерской связи и каналов для передачи в РДУ телеметрической информации с энергообъектов МРСК.

9.4.6. РСК (МРСК) включает энергообъекты, предусмотренные согласованной РДУ Программой модернизации, в инвестиционную программу, направляемую на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

9.4.7. Модернизация и расширение ССПИ на любой подстанции МРСК должны выполняться, как правило, за один этап, к которому отнесена подстанция.

9.4.8. Соответствующая Программа составляется по установленной Приложением № 6 к настоящему Соглашению форме.

9.4.9. В Программу в качестве первоочередных включаются, в том числе работы по организации передачи в РДУ необходимой телеметрической информации в рамках существующих ССПИ (до их модернизации в соответствии с Программой).

9.4.10. Подстанции, подлежащие комплексной реконструкции (модернизации) в рамках инвестиционной программы РСК 20xx – 20xx г., включаются в таблицу 1 Программы.

9.4.11. Подстанции МРСК, сбор и передача телеметрической информации с которых организуются в первоочередном порядке (до проведения модернизации ССПИ) дополнительно к телеметрической информации, фактически получаемой РДУ в рамках технической возможности существующей на момент утверждения Программы, включаются в таблицу 2 программы.

9.4.12. Сроки модернизации оборудования и организации цифровых каналов диспетчерской связи и цифровых каналов для передачи в РДУ телеметрической информации с энергообъектов МРСК определяются РСК по согласованию с РДУ и указываются в таблице 3 Программы.

9.4.13. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации программы, организации каналов связи для передачи информации с энергообъектов в РДУ и ЦУС, ПО, ПЭС, РЭС указываются в таблице 4 Программы.

9.4.14. Таблица 3 Программы формируется на период действия соответствующей инвестиционной программы МРСК (3 и более лет).

9.4.15. МРСК обязана выполнить предусмотренные соответствующей Программой мероприятия в установленные указанной Программой сроки, в том числе:

9.4.15.1. Согласовать с соответствующим РДУ техническое задание на проектирование и технический проект на создание (модернизацию) ССПИ энергообъектов МРСК:

- на предмет их соответствия Техническим требованиям и предложениям РДУ, указанным в п. 9.4.5 настоящего Соглашения,

- в части необходимости и способа организации диспетчерских каналов связи с объектами электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и ниже, не относящимися к единой национальной (общероссийской) электрической сети, типа каналов связи с указанными объектами и механизма их резервирования, проектируемой схемы организации каналов связи и передачи информации в РДУ.

9.4.15.2. Провести комплексные испытания ССПИ энергообъектов МРСК, включенных в Программу (с участием, при необходимости, представителей РДУ).

9.4.16. Изменения, вносимые РСК в Программу, технические задания или технические проекты на создание (модернизацию) ССПИ энергообъектов МРСК, подлежат согласованию с Системным оператором. Для согласования указанных изменений РСК направляет соответствующие документы в РДУ в электронном виде и на бумажном носителе.

Рассмотрение и согласование изменений, вносимых РСК в Программу, технические задания или технические проекты на создание (модернизацию) ССПИ, осуществляется в порядке, аналогичном предусмотренному п.п. 9.4.5, 9.4.15.1 настоящего Соглашения.

9.4.17. РСК предоставляет РДУ по его запросу письменный отчет о ходе работ по созданию (модернизации) ССПИ, но не чаще одного раза в 3 (три) месяца.

9.4.18. Степень соответствия ССПИ энергообъектов МРСК согласованному РДУ техническому проекту подтверждается актом технической готовности ССПИ, подписанным РДУ.

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

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 документом (п. 1.3 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. Обеспечение функционирования систем РЗА

10.1. Системный оператор:

10.1.1. Разрабатывает основные направления развития систем РЗА в операционных зонах соответствующих РДУ.

10.1.2. Определяет потребность в установке новых устройств РЗА на подстанциях, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

10.1.3. Определяет алгоритмы, структурные и принципиальные схемы функционирования, параметры настройки, факторы запуска, объемы и диапазоны управляющих воздействий, места установки и объекты воздействия систем РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации, а также требования к организации эксплуатации указанных систем.

10.1.4. Задаёт объёмы нагрузки потребителей, подключаемой под действие противоаварийной автоматики, в том числе автоматики частотной разгрузки (АЧР) и специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), распределяет их по территории соответствующих операционных зон, выполняет расчеты параметров настройки устройств противоаварийной автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, и выдает соответствующие задания РСК.

10.1.5. Осуществляет проверку соответствия параметров настройки устройств РЗА планируемым режимам работы энергосистемы.

10.2. РСК разрабатывает и направляет в РДУ предложения по размещению новых и усовершенствованию функционирования установленных устройств РЗА.

10.3. РДУ разрабатывают задания и иные инструктивные документы по указанным в пункте 10.1 Соглашения вопросам и передают их в РСК для исполнения. Соответствующие задания выдаются РДУ с учетом технологических особенностей соответствующих операционных зон и условий их работы в составе ЕЭС России.

10.4. РДУ обязано:

10.4.1. Направлять в РСК:

а) технические требования к устройствам РЗА, находящимся в диспетчерском управлении РДУ (далее – устройства РЗА III группы), а также устройствам РЗА,

находящимся в технологическом управлении РСК и диспетчерском ведении РДУ (далее – устройства РЗА IV группы);

б) перечень ЛЭП и оборудования подстанций, находящихся в технологическом управлении РСК и диспетчерском ведении РДУ, для которых уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются РДУ;

в) перечень ЛЭП и оборудования подстанций, находящихся в технологическом управлении РСК и диспетчерском ведении РДУ, для которого уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются РСК после согласования с РДУ;

г) уставки и характеристики для устройств РЗА III группы, устройств РЗА IV группы согласно перечню, указанному в подпункте «б» настоящего пункта Соглашения;

д) инструкции по оперативному обслуживанию и оперативные указания по устройствам РЗА III группы.

10.4.2. Согласовывать уставки и характеристики для устройств РЗА объектов электросетевого хозяйства согласно перечню, указанному в подпункте «в» пункта 10.4.1 настоящего Соглашения.

10.4.3. Утверждать планы-графики технического обслуживания устройств РЗА III группы, а также устройств РЗА IV группы, находящихся в диспетчерском ведении РДУ (месячные и годовые).

10.4.4. Проводить расчеты и предоставлять в РСК значения токов КЗ на шинах 110 кВ подстанций и электрических станций операционной зоны РДУ для расчета уставок РЗА и схему заземления нейтралей трансформаторов 110 кВ.

10.4.5. Предоставлять в РСК для составления годовых и месячных планов технического обслуживания устройств РЗА перечни устройств РЗА III группы и IV группы;

10.4.6. Представлять в РСК информацию о:

а) выполнении требований обеспечения дальнего резервирования силовых трансформаторов 110 кВ (кроме трансформаторов подстанций 110 кВ, подключенных к тупиковым ЛЭП);

б) принятых при выборе уставок устройств РЗА вынужденных отступлениях от требований селективности и чувствительности отдельных устройств РЗА по объектам электросетевого хозяйства МРСК;

10.4.7. Направлять в РСК информационные письма о неправильных действиях и выявленных дефектах устройств РЗА с рекомендациями по их устранению, а также информационные обзоры по итогам эксплуатации устройств РЗА в энергосистеме.

10.5. МРСК (РСК) обязана:

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

10.5.2. Выполнять задания РДУ по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки под действие противоаварийной и режимной автоматики, настройке уставок устройств РЗА на объектах электросетевого хозяйства МРСК.

10.5.3. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий систем противоаварийной и режимной автоматики на объекты электросетевого хозяйства МРСК, а в случае установки аппаратуры РЗА или её компонентов на энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, технологически присоединённых к электрическим сетям МРСК, - также обеспечивать их надёжное функционирование и возможность своевременного

выполнения команд и управляющих воздействий диспетчерских центров Системного оператора (за исключением случаев, когда договором об оказании услуг по передаче электрической энергии предусмотрено, что указанные действия потребитель совершает самостоятельно).

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

10.5.5. Информировать РДУ о выполнении заданий РДУ по подключению объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологически присоединенных к электрическим сетям МРСК, под действие противоаварийной и режимной автоматики и об изменении параметров настройки (уставок) устройств РЗА, в том числе представлять в РДУ сведения о фактическом подключении объектов электросетевого хозяйства МРСК и энергопринимающих устройств потребителей под действие АЧР и САОН с указанием величины отключаемой мощности и объектов электросетевого хозяйства МРСК, подключенных под действие АЧР, САОН.

10.5.6. Проводить анализ работы устройств РЗА, размещенных на объектах электросетевого хозяйства МРСК, по результатам срабатывания указанных устройств и информировать РДУ о результатах такого анализа.

10.5.7. Предоставлять по запросу в РДУ инструкции по эксплуатации систем и устройств РЗА, разработанные на основе соответствующих инструктивных документов РДУ.

10.5.8. Предоставлять в РДУ для рассмотрения и согласования:

а) уставки резервных защит тупиковых ЛЭП 110-220 кВ МРСК и резервных защит трансформаторов 220 кВ;

б) уставки устройств РЗА объектов электросетевого хозяйства МРСК согласно перечню, указанному в подпункте «в» пункта 10.4.1, для которых уставки устройств РЗА рассчитываются и задаются РСК после согласования с РДУ;

в) технические задания на проектирование и проекты по созданию (реконструкции, модернизации) систем и устройств РЗА III и IV группы;

г) предложения по планам-графикам технического обслуживания устройств РЗА III и IV группы РДУ для учета при формировании годового и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации.

10.5.9. Передавать РДУ:

а) информацию о выполнении заданий РДУ по настройке уставок, характеристик, внесению изменений в схемы и т.п.;

б) сведения обо всех случаях неправильных действий устройств РЗА III и IV группы – в течение 10 дней с даты срабатывания устройств;

в) сведения в установленной форме обо всех случаях правильных и неправильных действий устройств РЗА III и IV группы, сведения о дефектах, выявленных при профобслуживании устройств РЗА, – ежеквартально (до 25 числа месяца, следующего за отчетным кварталом) и ежегодно (до 5 февраля года, следующим за отчетным годом).

г) годовой отчет о работе устройств РЗА по установленной форме.

д) исполнительные схемы устройств РЗА III и IV группы, для которых уставки и (или) технические характеристики задаются РДУ, – при вводе в эксплуатацию или реконструкции в течение 2 месяцев после производства работ.

е) параметры объектов диспетчеризации МРСК и другие данные, необходимые для расчетов токов короткого замыкания, выбора уставок РЗА, анализа работы устройств РЗА – по запросу.

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

з) местные инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА III и IV группы – по запросу.

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.

11.2. 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 10 дней до дня проведения контрольного замера.

11.3. РСК обязаны обеспечивать по заданию соответствующих РДУ проведение замеров параметров оборудования и режима в характерные дни и часы контрольных замеров. Результаты контрольных замеров представляются РСК в РДУ в определенном РДУ формате.

11.4. При необходимости РДУ организуют, а РСК обеспечивают проведение по заданию РДУ внеочередных замеров, но не чаще чем раз в квартал (внеочередных замеров нагрузок по присоединениям, подключенным под действие противоаварийной автоматики и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления, - не чаще чем раз в месяц) и предоставляют в РДУ информацию о величинах нагрузок, определенных по результатам таких замеров.

11.5. РСК предоставляют в РДУ результаты контрольных замеров (внеочередных замеров) в течение 10 рабочих дней с даты замера.

11.6. 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 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 режима потребления 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 «__» _____200__ г. 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.

17. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

17.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок технологического взаимодействия РСК и РДУ.

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

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

17.4. Приложение № 4. Общие требования к системам релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики.

17.5. Приложение № 5. Технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК.

17.6. Приложение № 6. Типовая программа модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях МРСК.

18. Юридические адреса Сторон:

Системный оператор:
109074, г. Москва,

МРСК:

Китайгородский проезд, д.7, стр. 3

Тел.: (095) 710-51-25

Факс: (095) 710-65-42

Первый заместитель

Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов
М.п.

Тел.: _____

Факс: _____

_____/_____
М.п.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок технологического взаимодействия РСК и РДУ**

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

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

1.2. Регламент взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и МРСК при технологическом присоединении и при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства³.

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

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и РСК⁴:

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

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

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

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

² В случае если до заключения настоящего соглашения между РДУ и РСК было подписано положение о взаимоотношениях при осуществлении РДУ функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России (далее – положение о взаимоотношениях), указанное положение сохраняет силу и продолжает действовать в части, не противоречащей настоящему соглашению. При необходимости РДУ и РСК приводят положение о взаимоотношениях в соответствие с настоящим соглашением. Подписания отдельного (наряду с положением о взаимоотношениях) положения о технологическом взаимодействии филиала ОАО «СО ЕЭС» - РДУ и филиала МРСК - РСК, указанного в п. 1.1 настоящего приложения, при этом не требуется.

³ После разработки и утверждения ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК» типового регламента взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и МРСК при технологическом присоединении и при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства, документ, указанный в п. 1.2 настоящего приложения, разрабатывается на основании указанного типового регламента.

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.

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

2.6. Регламент формирования в филиале ОАО «СО ЕЭС» РДУ 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 ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

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

2.9. Перечень типовых программ и типовых бланков переключений по выводу в ремонт и вводу в работу объектов диспетчеризации, требующих согласования с филиалом ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

2.10. Положение о порядке вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

2.11. 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.

2.12. Порядок распределения функций по расчету и заданию уставок устройств РЗА ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики, не находящихся в диспетчерском управлении филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ, между службой РЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ и РСК.

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

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

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

3.3. Типовые программы и типовые бланки переключений по выводу в ремонт и вводу в работу объектов диспетчеризации согласно утвержденному филиалом ОАО «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 РСК с учетом требований аналогичных документов, утвержденных РДУ:

⁵ Документ, указанный в пункте 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим РДУ в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в части действий оперативного персонала по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, а также порядка действий оперативного персонала в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

4.1. Инструкция по производству оперативных переключений в электроустановках МРСК.

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

5. Стандарты, являющиеся обязательными для Системного оператора и МРСК:⁶

5.1. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.007-2008 «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем» (утвержден и введен в действие распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 № 114р).

5.2. Стандарт ОАО «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 ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.10.2007 № 618, ОАО «СО ЕЭС» присоединилось к стандарту решением Совета директоров от 18.12.2007 № 60).

5.4. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457).

Системный оператор:

МРСК:

Первый заместитель
Председателя Правления

М.п. Н.Г. Шульгинов

_____/_____

М.п.

⁶ Стандарты, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. МРСК присоединяется к указанным стандартам в установленном МРСК порядке течение 4 (четырёх) месяцев со дня заключения настоящего соглашения. 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.

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

1. Информация предоставляемая ежегодно, а также по запросу РДУ (не чаще 1 раза в квартал) в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса.

1.1. 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.

1.2. В отношении подстанций и линий электропередачи (далее – ЛЭП) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, в состав которых входят объекты диспетчеризации:

1.2.1. Нормальные схемы электрических соединений подстанций с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, отнесенного к объектам диспетчеризации, а также диспетчерских наименований коммутационного оборудования, которым может быть изменено эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации.

1.2.2. Для ЛЭП:

– наименование (диспетчерское наименование, наименование объектов электроэнергетики, ограничивающих ЛЭП);

– номинальный класс напряжения;

– протяженность (полная и с разбивкой по границе балансовой принадлежности МРСК на всех участках ЛЭП);

– марка и сечение провода на всех участках ЛЭП;

– количество цепей;

– количество проводов в фазе;

– активные и реактивные сопротивления прямой и нулевой последовательностей, рассчитанные с учетом влияния грозозащитного троса и с учетом удельной проводимости земли (при наличии такой информации в паспортных данных ЛЭП);

– активные и емкостные проводимости на землю (при наличии такой информации в паспортных данных ЛЭП);

– длительно допустимые токовые нагрузки по проводу ЛЭП и оборудованию ЛЭП (трансформаторы тока, ВЧ-заградители и пр.) в зависимости от температуры наружного воздуха;

– аварийно допустимые токовые нагрузки с указанием допустимого времени перегрузки;

– участки подвеса грозозащитного троса, марка и способы его заземления по участкам ЛЭП.

1.2.3. Для силовых трансформаторов (автотрансформаторов):

– наименование подстанции, диспетчерское наименование оборудования;

– тип и номинальная (установленная) мощность;

– активные и реактивные сопротивления обмоток всех напряжений;

- номинальная мощность обмоток;
- номинальное напряжение обмоток;
- пределы регулирования (номинальное напряжение с указанием рабочих ответвлений трансформаторов, соответствие отпайки РПН коэффициенту трансформации);
- номер отпайки РПН и значение коэффициента трансформации;
- наличие АРПН, уставки и закон регулирования;
- активное и реактивное сопротивление обмоток всех напряжений при различных отпайках РПН;
- режим заземления нейтрали;
- ток холостого хода ($I_{хх}$);
- потери холостого хода ($\Delta P_{хх}$);
- напряжение короткого замыкания всех обмоток ($U_{кз}$);
- потери короткого замыкания ($\Delta P_{кз}$);
- схема и группа соединения.

1.2.4. Для синхронных двигателей, синхронных компенсаторов, батарей статических конденсаторов:

- наименование подстанции, диспетчерское наименование оборудования и место присоединения (установки);
- номинальное напряжение;
- номинальный коэффициент мощности (P, Q);
- номинальная реактивная мощность;
- располагаемая реактивная мощность;
- при отличии номинальной и располагаемой реактивной мощности – соответствующее техническое обоснование;
- диапазоны регулирования реактивной мощности;
- номинальная активная мощность, номинальная полная мощность (P_n, S_n);
- потери холостого хода ($\Delta P_{хх}, \Delta Q_{хх}$).

1.2.5. Для токоограничивающих и шунтирующих реакторов:

- наименование подстанции, диспетчерское наименование оборудования;
- тип и место присоединения (шины, ЛЭП);
- номинальное напряжение;
- наибольшее рабочее напряжение;
- номинальный ток или мощность;
- номинальная реактивная мощность;
- индуктивное сопротивление реактора;
- потери активной мощности при $U_{ном}$.

1.2.6. Информация о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии присоединяемой мощностью 750 кВА и более и объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью 5 МВт и выше.

1.2.7. Данные об объемах фактического потребления и максимумах нагрузок по результатам контрольных замеров.

2. Дополнительная информация в отношении объектов диспетчеризации классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих МРСК на праве собственности или ином законном основании, предоставляемая по запросу РДУ в течение 15 рабочих дней со дня получения запроса (не чаще одного раза в квартал):

2.1. Места транспозиции ЛЭП.

2.2. Паспорт ЛЭП, в котором указаны количество и тип опор с указанием геометрических размеров, тип изоляторов и число изоляторов в гирлянде, значения удельных проводимостей земли по участкам трассы ЛЭП.

2.3. Для синхронных двигателей и синхронных компенсаторов - реактивное сопротивление (X_d' , X_d , X_d''), тип АРВ и его настройки.

2.4. Информацию по ТТ и ТН (тип, способ коммутации, длительно допустимые токи и напряжения, перегрузочная способность).

3. Телеметрическая информация, предоставляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК (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.

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 ОАО «СО ЕЭС» РДУ и филиала МРСК – РСК, утверждаемом в соответствии с п. 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

Системный оператор:
Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов
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 ЛЭП;
- Обобщенная ТС срабатывания устройств электроавтоматики и противоаварийной автоматики (специальной автоматики отключения нагрузки, автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);

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:
Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов
М.п.

МРСК:

_____/_____
М.п.

Общие требования к системам релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики

1. Область применения

1.1. Общие требования к системам релейной защиты и автоматики, противоаварийной и режимной автоматики предназначены для обеспечения требований единой технической политики при проектировании, реконструкции и строительстве новых подстанций и ЛЭП РСК, а также систем (устройств) релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

1.2. Общие требования определяют минимальные технические требования к системам релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, необходимые для обеспечения безопасного и надежного функционирования ЕЭС России, и регламентируют принципы создания (модернизации) систем противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики на линиях электропередачи и электрооборудовании подстанций МРСК.

1.3. Общие требования распространяются на системы противоаварийной и режимной автоматики, выполняющие функции системного значения, системы и устройства релейной защиты и автоматики, установленные на подстанциях МРСК.

2. Принятые сокращения

КЗ	– короткое замыкание
РЗА	– релейная защита и автоматика, противоаварийная и режимная автоматика
ЛЭП	– линия электропередачи
АТ	– автотрансформатор
Т	– трансформатор
ШР	– шунтирующий реактор
ШСВ	– шиносоединительный выключатель
СВ	– секционный выключатель
ТТ	– трансформатор тока
ТН	– трансформатор напряжения
ПА	– противоаварийная автоматика
ПО	– пусковой орган ПА
АДВ	– автоматическая дозировка (управляющих) воздействий
ИУ	– исполнительное устройство ПА
АСУ	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции
ТП	
АЧР	– автоматика частотной разгрузки
ЧАПВ	– частотное автоматическое повторное включение
САОН	– специальная автоматика отключения нагрузки
АПНУ	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости

АЛАР	– автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОСЧ	– автоматическое ограничение снижения частоты
АОСН	– автоматическое ограничение снижения напряжения
АОПЧ	– автоматическое ограничение повышения частоты
АОПН	– автоматическое ограничение повышения напряжения
АОПО	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности
ФОЛ	– фиксация отключения линии
АРПМ	– автоматика разгрузки при перегрузке по мощности
КПР	– контроль предшествующего режима
УПАСК	– устройство передачи аварийных сигналов и команд
ВОЛС	– волоконная оптическая линия связи
КЛС	– кабельная линия связи
УВ	– управляющее воздействие
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
МКПА	– микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики

3. Требования к противоаварийной автоматике

3.1. Общие положения

3.1.1. Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

3.1.2. Подсистемы АЛАР, АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН должны выполняться в виде совокупности локальных устройств.

3.1.3. Подсистема АПНУ образуется локальными комплексами уровня энергоузла, а также централизованными комплексами уровня энергорайона (энергосистемы) или объединённой энергосистемы.

Централизованные комплексы ПА уровня объединённой энергосистемы должны размещаться на объектах Системного оператора. Централизованные комплексы ПА уровня энергорайона (энергосистемы) могут размещаться как на объектах Системного оператора, так и на иных энергообъектах.

3.1.4. Каждая подсистема ПА в реальном времени должна осуществлять:

- выявление аварийной ситуации;
- определение места реализации, вида и значения (дозировки) УВ;

- реализацию УВ.

Для обеспечения функций системы ПА на подстанциях МРСК должны устанавливаться ПО, устройства АДВ, ИУ. Для передачи доаварийной информации, аварийных сигналов и аварийных команд управления должны использоваться высокочастотные каналы по ЛЭП, КЛС и ВОЛС, удовлетворяющие требованиям быстродействия и надежности функционирования устройств ПА.

В целях обеспечения требований по надёжности функционирования системы ПА каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА должны выполняться дублированными, проходящими, как правило, по разным трассам.

3.1.5. Указанные ПО устройства АДВ, ИУ могут выполняться в виде отдельных устройств или в виде совмещенных устройств, выполняющих функции двух или всех трех устройств (например, пускодозащитные устройства).

3.1.6. Учитывая этапность реконструкции энергообъектов, вновь вводимые устройства ПА на подстанциях МРСК должны интегрироваться в существующие локальные и централизованные комплексы ПА и проектироваться с учётом возможности модернизации.

3.1.7. При реконструкции подстанций МРСК морально и физически устаревшие устройства ПА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на подстанциях должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

3.1.8. При реконструкции или новом строительстве подстанций МРСК должны учитываться вопросы информационной интеграции устройств ПА с АСУ ТП подстанций. При этом система ПА является функционально самостоятельной от АСУ ТП подстанций. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУ ТП подстанций.

3.1.9. При реализации нескольких устройств ПА в едином комплексе (например, МКПА) необходима установка на подстанциях МРСК двух взаиморезервирующих комплексов.

3.2. Требования к устройствам ПА на подстанциях МРСК

3.2.1. В сетях 110-220 кВ размещаются исполнительные устройства ПА, реализующие один из основных видов управляющих воздействий – отключение нагрузки потребителей. При этом ЛЭП 110-220 кВ используются как для организации каналов УПАСК для выдачи команд на отключение нагрузки, так и как элементы, которые отключаются от устройств ПА для снятия нагрузки.

В случаях, когда ЛЭП 110-220 кВ шунтированы связями более высокого напряжения, при отключении шунтирующих связей на ЛЭП 110-220 кВ может возникнуть асинхронный режим, требующий его ликвидации.

Кроме того, в некоторых случаях на присоединениях к подстанциям ЛЭП 110-220 кВ должны быть установлены комплексы АПНУ и комплексы централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации в энергосистеме.

3.2.2. Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ

3.2.2.1. При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ;
- УПАСК;

- КПР;
- АРПМ.

3.2.2.2. Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ обязательно должны устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ должны устанавливаться либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

3.2.2.3. При необходимости (определяется расчетами электрических режимов) для выполнения функций АОПН на ЛЭП 220 кВ должны устанавливаться устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП 220 кВ и прилегающих шинах, от повышенных уровней напряжения в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, должно устанавливаться устройство, действующее при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП на отключение смежных присоединений (УРОВ АОПН).

3.2.2.4. Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110-220 кВ может устанавливаться устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.

3.2.2.5. Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.

3.2.3. Устройства ПА на подстанциях

3.2.3.1. Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.

3.2.3.2. Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

3.2.3.3. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧАПВ, включающие потребителей, отключенных от АЧР.

3.2.3.4. Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях должны устанавливаться устройства АОСН.

Устройства АОСН должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АОСН.

3.2.3.5. Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, должны устанавливаться устройства САОН.

3.3. Требования к установке устройств АДВ на подстанциях МРСК

3.3.1. Устройства АДВ являются основными логическими элементами АПНУ энергосистемы, определяющими виды, объемы и места реализации УВ.

3.3.2. Подстанции МРСК, на которых должны устанавливаться устройства АДВ, определяются проектом.

3.3.3. Устройства АДВ должны определять УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определять УВ централизованной разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.

3.3.4. Устройства АДВ должны иметь возможность работать в режиме удалённого контроллера (вынесенного устройства АДВ) централизованной системы противоаварийной автоматики верхнего уровня.

4. Требования к режимной автоматике на подстанциях МРСК

4.1. Общие требования

4.1.1. РА, выполняющая функции системного значения, должна реализовывать следующие функции в нормальном режиме:

- автоматического регулирования напряжения;

4.1.2. Для выполнения указанных функций синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы МРСК должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются РСК.

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

4.2. Требования к устройствам РА

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

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

5. Требования к релейной защите и автоматике

5.1. Общие требования

5.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должна быть направлена на обеспечение функционирования энергосистем (региональных, объединенных), а также на обеспечение надежности и устойчивости их работы и надежности электроснабжения и устойчивости нагрузки потребителей электроэнергии.

5.1.2. Развитие системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должно осуществляться по пути:

- совершенствования идеологии релейной защиты и автоматики;
- применения современных технических средств на уровне мировых стандартов;
- совершенствования принципов и методологии эксплуатации релейной защиты и автоматики.

5.1.3. Управление системами релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ оперативным персоналом на подстанциях

МРСК должно упрощаться по мере развития подстанции и не должно вносить дополнительных трудностей.

5.1.4. В системе релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должно быть использовано эффективное резервирование действия системы. Должны рассматриваться следующие виды резервирования:

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

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

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

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

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

5.1.9. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП подстанции. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне.

5.2. Релейная защита и 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 защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.

5.2.4. Устройства релейной защиты и 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.

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 неправильному действию защиты, должны 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 после неуспешного 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. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).

При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).

Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.

Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:

- сбор информации, необходимой для обеспечения своевременного (оперативного) анализа аварийного процесса (возникновения, протекания и ликвидации аварии);
- анализ функционирования устройств релейной защиты и автоматики (в том числе автоматики управления выключателем);
- анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, АДВ и др.);
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- определение места повреждения на ЛЭП.

Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в ЦУС и РДУ.

5.2.16. Устройства релейной защиты и автоматики ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.

5.2.17. Как правило, вновь устанавливаемые устройства релейной защиты и автоматики должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.

5.2.18. Допускается при реконструкции систем релейной защиты и автоматики оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.

5.2.19. Устройства релейной защиты и автоматики ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по оптико-волоконному каналу.

5.2.20. 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.

5.2.21. Конструктивно в каждой защите ЛЭП должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

5.3. Релейная защита и АПВ Т (АТ) 110-220 кВ

5.3.1. Для решения вопросов релейной защиты системообразующей сети 110-220 кВ на Т (АТ) 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, приходящих 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 неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.

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

5.3.10. На Т (АТ) с высшим напряжением 110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в ЦУС и РДУ.

5.3.11. Защиты должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов по РЗА.

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

5.3.13. Конструктивно в каждой защите Т (АТ) должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

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. Релейная защита и АПВ шин подстанций должны удовлетворять требованию действующих нормативно-технических документов.

5.4.4. 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.

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

5.4.6. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

5.4.7. 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.

5.4.8. При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в ЦУС и РДУ.

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

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 запретов АПВ смежных с отказавшим выключателей, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем. Наличие запрета АПВ указанных выключателей определяются проектным решением.

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 предусматривать вывод пуска УРОВ от защит каждого присоединения с целью предотвращалось действия УРОВ при производстве работ в цепях РЗА.

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

5.6.1. Релейная защита обходного выключателя 110-220 кВ должна быть выполнена так, чтобы в полном, штатном объеме можно было обеспечить защиту любого из элемента, присоединенного к шинам, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться 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.

Системный оператор:

Первый заместитель Председателя
Правления ОАО «СО ЕЭС»

_____ Н.Г. Шульгинов

М.п.

МРСК:

_____ / _____

М.п.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК

1. Общие положения

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

ССПИ МРСК состоит из следующих систем обмена информацией:

- система сбора и передачи телеметрической информации (ТИ, ТС) о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств МРСК;

- специализированная система передачи телеизмерений параметров электроэнергетического режима, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления и систем регистрации аварийных событий и процессов;

- система телефонной диспетчерской связи;

- система производственно-технологической телефонной связи.

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, центр управления сетями РСК (далее – ЦУС) существующего (передаваемого) объема необходимой для РДУ, ЦУС телеметрической информации.

1.4. В рамках модернизации ССПИ МРСК необходимо организовать сбор и передачу в РДУ и РСК 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;

- телеметрической информации для передачи в ЦУС, ПО, ПЭС, РЭС в соответствии с перечнем точек измерения и состава телеинформации по энергообъектам после модернизации ССПИ. Указанный перечень определяется РСК в соответствии с требованиями раздела 2.2. настоящего приложения;

- сигналов телеуправления в соответствии с требованиями раздела 2.3. настоящего приложения.

- информации об аварийных событиях в соответствии с требованиями раздела 2.4. настоящего приложения.

1.5. Организация цифровых каналов для передачи телеметрической информации и диспетчерско-технологической связи с РДУ, ЦУС, ПО, ПЭС, РЭС

должна выполняться в соответствии с требованиями разделов 2.5, 2.6, 2.7 настоящего приложения.

2. Технические решения по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями

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

2.1.1. Типовой состав телеизмерений на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше

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

2.1.1.2. 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 выше.

2.1.1.3. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора. Для автотрансформаторов с подключенными источниками активной или реактивной мощности (5 МВт, 5 МВар и более) со стороны низкого напряжения также величина тока в общей обмотке.

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

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

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

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

2.1.1.8. Телеизмерения уровней напряжения на секциях и системах шин 35 кВ и ниже, токов, перетоков активной и реактивной мощности по стороне 35 кВ и ниже трансформатора, ЛЭП 35 кВ и ниже в случае, когда они необходимы для контроля технологического режима работы электростанций установленной мощностью 5 МВт и более (оборудование которых относится к объектам диспетчеризации), средств регулирования реактивной мощности 5 МВар и более (относящихся к объектам диспетчеризации), присоединенных на напряжении 35 кВ и ниже, а также присоединений, подключенных к устройствам противоаварийной автоматики (за исключением устройств АЧР).

2.1.1.9. 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).

2.1.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше

2.1.2.1. Телесигнализация положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей)⁷ 110 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 выше.

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

2.1.2.3. Аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования («отключение от защит», «отключение от ПА»).

2.1.2.4. Телесигнализация положения выключателей 35 кВ и ниже в случае, когда она необходима для контроля технологического режима работы электростанций 5 МВт и более (оборудование которых относится к объектам диспетчеризации), средств регулирования реактивной мощности 5 МВар и более (относящихся к объектам диспетчеризации), присоединенных на напряжении 35 кВ и ниже.

2.1.3. Типовой состав телеизмерений на подстанциях высшим номинальным классом напряжения ниже 110 кВ

2.1.3.1. При наличии на подстанциях высшим номинальным классом напряжения 35 кВ средств компенсации и регулирования реактивной мощности мощностью 5 МВар и более:

– телеизмерения уровней напряжения на соответствующих секциях и системах шин 35 кВ.

– величина реактивной мощности, вырабатываемой (потребляемой) указанными средствами компенсации и регулирования реактивной мощности.

2.1.3.2. При наличии в энергосистеме электростанций с установленной электрической мощностью 25 МВт и более, выдача мощности которых осуществляется по электрическим сетям номинальным классом напряжения ниже 110 кВ:

– величины перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП с номинальным классом напряжения, равным номинальному напряжению обмотки трансформатора (автотрансформатора), через которую осуществляется связь района электростанции с остальной энергосистемой;

– телеизмерения уровней напряжения на секциях и системах шин 35 кВ, к которым присоединяются вышеуказанные ЛЭП.

Примечание:

Передача в РДУ телеметрической информации с подстанций МРСК, оборудование (устройства) которых не находятся в диспетчерском управлении или

⁷ 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.

ведении данного РДУ, осуществляется по дополнительному запросу РДУ и при наличии технической возможности передачи (в т.ч. путем ретрансляции телеметрической информации из ЦУС).

2.2. Типовой состав телеметрической информации для передачи в ЦУС (ПО, ПЭС, РЭС)

В соответствии с распределением ЛЭП, оборудования и устройств РСК по способу оперативно-технологического управления в ЦУС (ПО, ПЭС, РЭС) в общем случае подлежит передаче следующая телеметрическая информация:

2.2.1. Типовой состав телеизмерений для передачи в ЦУС (ПО, ПЭС, РЭС)

2.2.1.1. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отходящих от энергообъектов ЛЭП напряжением 6 кВ и выше.

2.2.1.2. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности шиносоединительных, секционных, обходных выключателей напряжением 6 кВ и выше.

2.2.1.3. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора (автотрансформатора). Для автотрансформаторов с подключенными источниками активной или реактивной мощности со стороны низкого напряжения также величина тока в общей обмотке.

2.2.1.4. Телеизмерения уровней напряжения на секциях и системах шин 6 кВ и выше.

2.2.1.5. Телеизмерения уровней напряжения на шинах оперативного тока.

2.2.1.6. Величины токов, перетоков реактивной мощности компенсирующих устройств (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.).

2.2.2. Типовой состав телесигнализации для передачи в ЦУС (ПО, ПЭС, РЭС)

2.2.2.1. Телесигнализация положения переключателей устройств компенсации реактивной мощности, положения анцапф устройств РПН трансформаторов с обмоткой ВН 35 кВ и выше.

2.2.2.2. Телесигнализация положения выключателей 6 кВ и выше, а также вводных и секционных выключателей оперативного тока и собственных нужд (СН).

2.2.2.3. Телесигнализация положения разъединителей и заземляющих ножей 6 кВ и выше, нейтрали трансформаторов (при наличии технической возможности).

2.2.2.4. Телеизмерение величины напряжения 3U₀ (для контроля изоляции в сети 6 – 35 кВ).

2.2.2.5. Телесигнализация наличия «земли» (однофазного замыкания на землю) в сети 6-35 кВ и цепях постоянного тока подстанции.

2.2.2.6. Аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования и устройств («отключение от защит», «отключение от ПА»), а также телесигнализация о:

- состоянии (исправности, неисправности) схемы управления коммутационным аппаратом;
- состоянии (готовности, неготовности) привода коммутационного аппарата;

- срабатывании устройств РЗА (по каждому устройству РЗА и сработавшей защите или автоматике);
- неисправности устройств РЗА (по каждому комплекту, устройству РЗА) (при наличии технической возможности);
- потере собственных нужд и оперативного тока подстанции;
- недопустимом повышении температуры верхних слоев масла трансформатора;
- недопустимом уровне масла трансформатора;
- нарушении работы системы охлаждения трансформатора;
- неисправности РПН;
- неисправности (отказе) устройств инженерных и вспомогательных систем подстанции (обобщенные сигналы по каждой системе);
- срабатывании охранной сигнализации зданий, сооружений и территории подстанции (обобщенный сигнал);
- работе автоматической установки пожаротушения (обобщенные сигналы);
- работе пожарной сигнализации подстанции (обобщенные сигналы по отдельным компонентам оборудования и/или пожароопасным помещениям);
- обнаружении гололедообразования на проводах и тросах ВЛ, о наличии гололеда (работа соответствующих систем обнаружения гололеда);
- недопустимом отклонении параметров состояния (плотности, давления) элегаза, воздуха;
- неисправности в системе АСУ ТП, телемеханики, связи.

2.3. Организация телеуправления

2.3.1. Организация телеуправления в РДУ

При наличии технической возможности в РДУ организуется телеуправление устройствами (РЗА, ПА и т.п.) и оборудованием (выключателями 110 кВ и выше) присоединений, находящихся в диспетчерском управлении.

Перечень оборудования (устройств), подлежащих оснащению системой телемеханики с функцией телеуправления, должен определяться индивидуально, по согласованию с РСК в зависимости от значимости конкретного объекта в обеспечении надежности электроэнергетического режима работы энергосистемы.

2.3.2. Организация телеуправления в ЦУС (ПО, ПЭС, РЭС)

В соответствии с распределением ЛЭП, оборудования и устройств РСК по способу оперативно-технологического управления для ЦУС организуется телеуправление коммутационными аппаратами 6 кВ и выше (выключатели, разъединители, заземляющие ножи и т.п.); устройствами РПН трансформаторов и переключателями устройств компенсации реактивной мощности.

Перечень оборудования (устройств), подлежащих оснащению системой телемеханики с функцией телеуправления, должен определяться индивидуально, в зависимости от уровня ЦУС и значимости конкретного объекта в обеспечении надежности функционирования электрической сети.

2.4. Требования к составу и обмену информацией об аварийных событиях

2.4.1. Запись информации об аварийных событиях и процессах должна осуществляться регистраторами аварийных событий и содержать следующие данные:

- запись изменений значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- запись параметров высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- факты срабатывания устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;
- регистрация срабатывания отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);
- срабатывание устройств электроавтоматики, режимной и противоаварийной автоматики (автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулирования напряжения, специальной автоматики отключения нагрузки, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);
- регистрация работы аппаратуры передачи аварийных сигналов и команд;
- объемы управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики;
- показания приборов определения места повреждения на ЛЭП;
- параметры системы оперативного тока;
- регистрация положения оперативных переключающих устройств.

2.4.2. Автономная 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 системы РЗА и действий персонала).

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

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

2.5.1. Подстанции РСК, оборудование и технические устройства которых включены в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления, должны быть оснащены не менее чем двумя независимыми каналами связи с РДУ и ЦУС: основным и резервным. Для снижения вероятности одновременного повреждения и для обеспечения требуемого коэффициента готовности основной и резервный канал должны проходить по независимым трассам.

2.5.2. Необходимость и способ организации диспетчерских каналов связи 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.

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

Спутниковая связь и цифровые транкинговые системы используются для организации цифровых каналов связи (не более одного канала в одном направлении) при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления.

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

2.5.4. Для автоматизированных систем управления, в том числе при передаче телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

2.5.5. Для автоматических подсистем управления режимами ЕЭС России резервированная технологическая сеть связи по каждому направлению должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности этих систем.

2.5.6. Полоса пропускания каждого из физических цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами передачи, в том числе телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала, производственно-технологической телефонной связи, телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, системы ЦСПА и др.

2.5.7. Каналы связи с энергообъектов, создаваемые для организации диспетчерской связи и передачи телеметрической информации в РДУ, должны быть организованы до ближайшего узла доступа, используемого Системным оператором.

2.5.8. Проектируемая схема организации каналов связи и передачи информации в РДУ должна быть с ним согласована. 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.

2.5.9. 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.

2.6. Организация диспетчерско-технологической связи

2.6.1. Диспетчерам РДУ и ЦУС по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров должна быть предоставлены полнодоступные резервируемые диспетчерские каналы связи (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала). Предоставляемые диспетчерские каналы связи не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

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

2.6.3. В случае потери диспетчерских телефонных каналов 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.

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

2.6.5. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации диспетчерских телефонных каналов РДУ, должны быть согласованы с РДУ.

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

2.7. Организация передачи телеинформации с подстанций в РДУ и ЦУС

2.7.1. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5S (допускается – не хуже 0.5), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 1 (при замене измерительных трансформаторов и новом строительстве – не хуже 0.5S (допускается - не хуже 0.5)).

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

2.7.3. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации с энергообъекта (телеизмерений, телесигнализации) до ближайшего узла доступа, используемого системным оператором, не должно превышать 2 (двух) секунд для автоматизированных систем управления.

Для систем АРЧМ, ПА, мониторинга переходных режимов аналогичный параметр определяется техническими требованиями, предъявляемыми к указанным системам.

2.7.4. Время передачи команды телеуправления не должно превышать 5 секунд.

2.7.5. Протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 или ГОСТ Р МЭК 60870-5-104. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104) должна быть согласована с РДУ.

2.7.6. 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.

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

2.7.8. Передача телеинформации в РДУ, ЦУС должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин по резервированным каналам без ретрансляции (напрямую, без промежуточной обработки⁸).

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

2.7.10. При этом в случае отсутствия прямых каналов связи между ЦУС и подстанциями МРСК передача соответствующей телеинформации в ЦУС должна осуществляться из РДУ либо ретрансляцией (ЦППС - ЦППС), либо способом межмашинного обмена (ОИК – ОИК).

2.7.11. При завершении модернизации объектных ССПИ и организации соответствующих цифровых каналов связи с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101(104) должна быть обеспечена передача телеинформации с энергообъектов МРСК в РДУ и ЦУС напрямую, без ретрансляции (промежуточной обработки).

2.7.12. 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.

⁸ Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов телемеханики аппаратно-программными средствами низшего уровня управления, которое может привести к изменению информации, и последующая ее передача на верхние уровни управления в требуемых телемеханических протоколах.

**ТИПОВАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ
СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ
НА ПОДСТАНЦИЯХ МРСК**

**1. Титульный лист программы модернизации и расширения системы
сбора и передачи информации на подстанциях МРСК.**

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор
ОАО «МРСК _____»
(наименование МРСК)

(подпись) (Ф.И.О.)

«___» _____ 201__ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора-
директор филиала ОАО «МРСК
_____» «_____»
(наименование МРСК) (наименование РСК)

(подпись) (Ф.И.О.)

«___» _____ 201__ г.

**ПРОГРАММА
модернизации и расширения системы сбора и передачи
информации на подстанциях
филиала ОАО «МРСК _____» – «_____»
(наименование МРСК) (наименование РСК)**

СОГЛАСОВАНО

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

(подпись) (Ф.И.О.)

«___» _____ 201__ г.

СОГЛАСОВАНО

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

(подпись) (Ф.И.О.)

«___» _____ 201__ г.

2. Состав разделов и таблиц, включаемых в соответствующие программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях МРСК.

Таблица 1

Перечень подстанций, подлежащих комплексной реконструкции (модернизации), включенных в инвестиционную программу МРСК 20xx – 20xx г.

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства МРСК (точка измерения ТИ, ТС) для передачи в РДУ	Состав телеинформации		Направление передачи (РДУ, ЦУС)	Примечание
		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 (б) указывается, в том числе функция телеуправления (ТУ) из ЦУС или РДУ соответственно.

Таблица 2

Перечень подстанций и состава телеметрической информации, передаваемой в РДУ в рамках ССПИ, существующей на момент формирования Программы

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации		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

Сроки модернизации оборудования и организации каналов диспетчерской связи и передачи телеметрической информации в РДУ с подстанций РСК.

№ 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	<i>ПС 110 кВ Северная</i>	факт	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Аналоговый (тип)</i>	<i>Не заполняется</i>	<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация в РДУ (ЦУС)</i>	
			<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Нет</i>			
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Аналоговое (тип)</i>			
			<i>Устройство регистрации аварийных событий</i>	<i>Тип</i>			
		план	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>2010</i>		<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация</i>
			<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>2014</i>		<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация</i>
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>	<i>2010</i>		
			<i>Устройство регистрации аварийных событий</i>	<i>(тип)</i>			
2	<i>ПС 110 кВ Восточная</i>	факт	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>Не заполняется</i>	<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация в РДУ (ЦУС)</i>	
			<i>Прямой канал резервный</i>	<i>Аналоговый (тип)</i>			
			<i>Оборудование ТМ</i>	<i>Цифровое (тип)</i>			
			<i>Устройство регистрации</i>	<i>(тип)</i>			

регистрации

№ 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>аварийных событий</i>		
		план	<i>Прямой канал основной</i>	<i>Цифровой (тип)</i>	<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация</i>
	<i>Прямой канал резервный</i>		<i>Цифровой (тип)</i>	2014	<i>Диспетчерская связь и телеметрическая информация</i>
	<i>Оборудование ТМ</i>		<i>Цифровое (тип)</i>		
	<i>Устройство регистрации аварийных событий</i>		<i>(тип)</i>		

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.

Таблица 4

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для модернизации и расширения ССПИ подстанций РСК

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
	<i>Образец заполнения</i>			
	ПС 110 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
1.	Проведение анализа исходного состояния ССПИ (измерительного комплекса, систем управления, систем телемеханики, систем регистрации аварийных событий), имеющихся каналов связи			

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
2.	Проведение конкурсных процедур на разработку проекта модернизации (расширения) ССПИ, и проекта организации каналов диспетчерской телефонной связи. (Выполнение данных мероприятий может осуществляться в рамках одного и более проектов)			
3.	Разработка технического задания на выполнение технорабочего проекта модернизации (расширения) ССПИ, организацию каналов диспетчерской телефонной связи			
4.	Согласование соответствующим РДУ технического задания на модернизацию и расширение ССПИ, организацию каналов диспетчерской телефонной связи в части информационного обмена с РДУ			
5.	Разработка технорабочего проекта модернизации (расширения) ССПИ, организации каналов диспетчерской телефонной связи (может выполняться в рамках отдельных проектов)			
6.	Согласование с РДУ технических проектов модернизации (расширения) ССПИ, организации каналов диспетчерской телефонной связи в части информационного обмена с РДУ и программы и методики комплексных испытаний ССПИ			
7.	Приобретение необходимого для модернизации и расширения ССПИ оборудования			
8.	Выполнение монтажных работ			
9.	Выполнение пусконаладочных работ			
10.	Приемка ССПИ, каналов диспетчерской телефонной связи в опытную эксплуатацию			
11.	Приемо-сдаточные испытания ССПИ, каналов диспетчерской телефонной связи и ввод в промышленную эксплуатацию			
	ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
12.	И т.д.			

Примечания

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

2) Технические задания и проектная документация на организацию каналов связи с РДУ должны быть согласованы с ним в части технических условий по присоединению оборудования каналов связи с подстанций РСК 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:

Первый заместитель Председателя
Правления ОАО «СО ЕЭС»

_____ Н.Г. Шульгинов

М.п.

МРСК:

_____/_____

М.п.