

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

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

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

г. Москва

«___» _____ 201_ г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице _____, действующего на основании доверенности № ____ от _____, с одной стороны, и Открытое акционерное общество «_____» (ОАО «_____»), именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», 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 Сетевой организации, в объеме, предусмотренном действующим законодательством, нормативными правовыми актами Российской Федерации и настоящим Соглашением, и выполняет требования, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.2. Сетевая организация осуществляет комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, включая функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, 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 (далее – ДЦ), за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

2.2. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Сторонами через ДЦ – филиалы Системного оператора –

объединенное диспетчерское управление _____ (ОДУ _____) и региональное диспетчерское управление _____ (РДУ _____).¹

2.3. В целях организации технологического взаимодействия Стороны обеспечивают в соответствии с настоящим Соглашением разработку, согласование и утверждение ДЦ и Сетевой организацией положений, инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон.²

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 ДЦ, утвержденные Системным оператором в соответствии с _____

¹ В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства Сетевой организации, создано представительство Системного оператора, пункт 2.2 Соглашения изложить в следующей редакции:

«2.2. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Сторонами через ДЦ – объединенное диспетчерское управление _____ (ОДУ _____), региональное диспетчерское управление _____ (РДУ _____) и представительство Системного оператора в _____ (название субъекта Российской Федерации, на территории которого создано представительство).».

² С учетом местных особенностей, структуры конкретной Сетевой организации, наличия у нее филиалов, наличия на территории субъекта Российской Федерации представительства Системного оператора, необходимости дополнительной регламентации на уровне РДУ и Сетевой организации (ее филиала) порядка информационного обмена по вопросам, предусмотренным настоящим Соглашением (включая конкретизацию перечня документов и информации, объема, формата и сроков их предоставления, установление порядка трансляции информации между РДУ и потребителем в случаях, предусмотренных п. 2.15 настоящего Соглашения), необходимости детальной регламентации технологического взаимодействия по отдельным направлениям при нецелесообразности включения соответствующих положений в текст соглашения или оформления их в качестве приложений к соглашению соглашением могут быть предусмотрены разработка и подписание между РДУ и Сетевой организацией (соответствующим ее филиалом) положения о технологическом взаимодействии. В этом случае абзац первый пункта 2.3 соглашения необходимо изложить в редакции:

«2.3. В целях организации технологического взаимодействия РДУ _____ и Сетевая организация (филиал Сетевой организации _____) обеспечивают в соответствии с настоящим Соглашением разработку и утверждение положения о технологическом взаимодействии между РДУ _____ и Сетевой организацией (филиалом Сетевой организации _____) (далее – положение о взаимодействии), а также разработку, согласование и утверждение ДЦ и Сетевой организацией иных положений, инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон

В случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства Сетевой организации, создано представительство Системного оператора, абзац первый пункта 2.3 необходимо изложить в следующей редакции:

«2.3. В целях организации технологического взаимодействия РДУ _____ и Сетевая организация (филиал Сетевой организации _____) обеспечивают в соответствии с настоящим Соглашением разработку и утверждение положения о технологическом взаимодействии между РДУ _____, представительством Системного оператора в _____ (название субъекта Российской Федерации, на территории которого создано представительство) и Сетевой организацией (филиалом Сетевой организации _____) (далее – положение о взаимодействии), а также разработку, согласование и утверждение ДЦ и Сетевой организацией (соответствующим ее филиалом) иных положений, инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон.».

Приложением № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, представляются ДЦ в Сетевую организацию и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для Сетевой организации по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие (но не ранее срока получения Сетевой организацией соответствующих документов).

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

2.4. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с документами, указанными в пункте 2.3 настоящего Соглашения, руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к Соглашению.

2.5. ДЦ определяют перечень линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, в отношении которых они осуществляют диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее – перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления).

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

2.7. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционной зоне ДЦ осуществляется ДЦ посредством выдачи диспетчерских распоряжений, выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером ДЦ или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств телеуправления из ДЦ.

2.8. ДЦ определяет диспетчерский персонал – работников (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств телеуправления. ДЦ обязан ежегодно до 01 января каждого года предоставлять Сетевой организации списки диспетчерского персонала и своевременно уведомлять о внесенных в них корректировках.

2.9. Сетевая организация определяет работников (диспетчеров³ ЦУС, дежурный персонал подстанций Сетевой организации, в т. ч. оперативных выездных бригад),

³ 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

уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и (или) осуществление координации действий персонала, непосредственно выполняющего такие технологические операции (далее – оперативный персонал), и лиц административно-технического персонала, имеющих право оперативных переключений. Сетевая организация обязана ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять в ДЦ списки указанных работников отдельно по каждому ЦУС и подстанциям Сетевой организации, в состав которых входят объекты диспетчеризации и с персоналом которых диспетчер ДЦ 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 ДЦ.

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

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

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

Порядок выдачи диспетчерских команд, разрешений и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации определяется ДЦ.

2.11. Сетевая организация обеспечивает возможность получения диспетчерских команд и разрешений, выданных диспетчерским персоналом ДЦ, непосредственно оперативным персоналом подстанций и ЦУС Сетевой организации.

2.12. Оперативный персонал Сетевой организации обязан выполнять 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

деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике (диспетчерским персоналом), в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Соглашением.

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. Сетевая организация вправе запрашивать у ДЦ и своевременно получать разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению Сетевой организации, являются неправомерными и наносят ущерб ее интересам. ДЦ при получении соответствующего запроса от Сетевой организации в течение 5 (пяти) рабочих дней обязан представить ей в письменном виде свои мотивированные разъяснения. Право Сетевой организации на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает оперативный персонал Сетевой организации от обязанности выполнения диспетчерских команд, распоряжений или решений об отказе в разрешении, полученных от ДЦ.

При наличии разногласий между оперативным персоналом Сетевой организации и диспетчерским персоналом ДЦ по вопросу выполнения диспетчерской команды (распоряжения) по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, Сетевая организация вправе обратиться в вышестоящий ДЦ после выполнения диспетчерской команды.

2.15. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС, РЭС)⁴ и отсутствии каналов связи между энергообъектами потребителей и ДЦ Сетевая организация обеспечивает передачу потребителям электрической энергии диспетчерских команд и разрешений диспетчерского персонала ДЦ, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей, а также передачу диспетчерскому персоналу ДЦ соответствующих уведомлений, запросов и сообщений от указанных потребителей через оперативный персонал Сетевой организации в отношении следующих энергообъектов потребителей:

- проходных (транзитных) и узловых подстанций, присоединенных к объектам электросетевого хозяйства Сетевой организации, выполненных по различным упрощенным схемам, к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ;
- ответвительных подстанций, присоединенных к объектам электросетевого хозяйства Сетевой организации.

В случаях, предусмотренных настоящим Соглашением, через Сетевую организацию также осуществляется обмен иной технологической информацией между ДЦ и вышеуказанными потребителями.

Документация и технологическая информация, обмен которыми между ДЦ и потребителями электрической энергии в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется через Сетевую организацию, передаются Сетевой организацией в полном объеме, предоставленном ДЦ или потребителями соответственно, в порядке и сроки, определяемые положением о взаимодействии, утвержденным ДЦ и Сетевой организацией в соответствии с пунктом 2.3 настоящего Соглашения.⁵

Изменение схемы и порядка информационного обмена между потребителями,

⁴ Указываются наименование подразделений Сетевой организации, выполняющих функции технологического управления (ведения) при взаимодействии с соответствующими потребителями электрической энергии.

⁵ В случае если подписание отдельного положения о взаимодействии не предполагается и все вопросы регламентируются настоящим соглашением, делается ссылка на соответствующий раздел соглашения или приложение к соглашению.

указанными в первом абзаце настоящего пункта Соглашения, и Сетевой организацией в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с ДЦ, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с ДЦ.

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 ДЦ).

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

3.1.3. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционные зоны ДЦ (схемы энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений подстанций Сетевой организации, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Ежегодно предоставлять Сетевой организации утвержденную нормальную схему электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону ДЦ.

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

3.1.5. Осуществлять регулирование частоты электрического тока, определять параметры настройки (уставки) 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 Сетевой организацией (непосредственно - в случае отнесения Сетевой организации к первичным получателям команд об аварийных ограничениях, либо в составе графиков аварийного ограничения, разработанных таким первичным получателем команд – в случае если сетевая организация является вторичным получателем команд об аварийных ограничениях), а также выполнять иные требования 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 Сетевой организации телеметрическую информацию, поступающую в ДЦ с объектов электроэнергетики других собственников, в объеме и порядке, указанном в Приложении № 3 к настоящему Соглашению.

3.2. Сетевая организация обязана:

3.2.1. Выполнять диспетчерские команды, распоряжения и разрешения.

3.2.2. Осуществлять анализ работы оборудования и устройств 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 Сетевой организации, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования напряжения, поддерживать указанные оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные ДЦ уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.5. В случае включения Сетевой организации в перечень первичных или вторичных получателей команд об аварийных ограничениях разрабатывать, обеспечивать согласование и утверждать графики аварийного ограничения в соответствии с требованиями нормативных правовых актов. Осуществлять в порядке, определенном нормативными правовыми актами, фактические действия по вводу в действие графиков аварийного ограничения по диспетчерской команде (распоряжению) ДЦ, выданной непосредственно персоналу Сетевой организации (при отнесении Сетевой организации к первичным получателям команд об аварийных ограничениях) или через первичных получателей команд об аварийных ограничениях либо иные организации, осуществляющие разработку графиков аварийного ограничения, фактические действия по вводу графиков аварийного ограничения (при отнесении Сетевой организации к вторичным получателям команд об аварийных ограничениях). Осуществлять контроль реализации графиков аварийного ограничения.

3.2.6. Предоставлять ДЦ информацию о схемах электрических соединений подстанций и элементах электрической сети Сетевой организации, 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 нормативными правовыми актами, требованиями Системного оператора к составу, форме и срокам предоставления исходной информации для планирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы и настоящим Соглашением, в том числе Приложением № 2 к настоящему Соглашению.

3.2.7. В соответствии с требованиями национального стандарта, указанного в пункте 6.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, представлять на согласование в ДЦ нормальные схемы электрических соединений подстанций Сетевой организации с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации.

Присвоение диспетчерских наименований вновь строящимся ЛЭП и подстанциям, а также изменение диспетчерских наименований введенных в эксплуатацию ЛЭП и подстанций, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации, осуществляются Сетевой организацией по согласованию с ДЦ с соблюдением положений национального стандарта, указанного в пункте 6.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

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 Сетевая организация и (или) ДЦ 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. ДЦ вправе запрашивать у Сетевой организации 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 Сетевой организации, относящихся к объектам диспетчеризации, а также иную информацию, необходимую для выполнения требований настоящего Соглашения.

3.5. Сетевая организация вправе запрашивать у ДЦ 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 ДЦ и текущих технологических режимах работы объектов электроэнергетики других собственников, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ и технологическом ведении оперативного персонала Сетевой организации, а также иную информацию, необходимую для выполнения требований настоящего Соглашения.

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

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, технического обслуживания комплексов и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, регистраторов аварийных событий и процессов (далее – РЗА) и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с регламентом формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации, утвержденным ДЦ (пункт 2.6 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

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

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

4.3. ДЦ 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 Сетевой организации диспетчерской команды или диспетчерского разрешения ДЦ непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

ДЦ вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды (распоряжения) о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации Сетевой организации 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 Сетевой организации в операционной зоне ДЦ осуществляются в соответствии с положением, утвержденным ДЦ (пункт 2.7 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

Сетевая организация обеспечивает передачу в ДЦ диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей, указанных в пункте 2.15 настоящего Соглашения, а также передачу этим потребителям от ДЦ согласований (отказов в согласовании) диспетчерских заявок.

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

4.5. При организации и производстве оперативных переключений на подстанциях нового поколения и отдельных распределительных устройствах подстанций, соответствующих всем отличительным свойствам подстанций нового поколения, в случае если такие переключения выполняются с автоматизированного рабочего места оперативного или диспетчерского персонала, ДЦ и Сетевая организация руководствуются требованиями стандарта, указанного в пункте 5.5 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, и инструкциями, указанными в пунктах 2.8, 4.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

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

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

5.2. Порядок действий оперативного персонала Сетевой организации по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в работе объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации определяется разработанными в соответствии с вышеуказанной инструкцией ДЦ и утвержденными Сетевой организацией инструкциями по предотвращению и ликвидации технологических нарушений на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации. Указанные инструкции Сетевой организации подлежат согласованию с ДЦ 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 Сетевой организации в случае

отсутствия (потери) связи с ДЦ.

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 ДЦ с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Порядок действий диспетчерского персонала ДЦ и оперативного персонала Сетевой организации в чрезвычайных обстоятельствах определяется в инструкциях ДЦ и Сетевой организации, указанных в пунктах 5.1, 5.2 настоящего Соглашения соответственно.

5.4. Обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации (в том числе в отношении энергообъектов потребителей, указанных в пункте 2.15 настоящего Соглашения), произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, оперативный персонал Сетевой организации обязан незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу ДЦ с указанием состава изменений и сработавших устройств.

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

Передача иной информации о технологических нарушениях в работе объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации производится оперативным персоналом Сетевой организации 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. ДЦ объявляет о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (далее – РВР) на территории операционной зоны ДЦ 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 ДЦ.

5.5.2. ДЦ уведомляет Сетевую организацию о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении 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 Сетевой организации

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.

Сетевая организация участвует в разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в части распределительного электросетевого комплекса.

6.2. Сетевая организация обязана:

6.2.1. Представлять на согласование ДЦ планы (схемы, программы) нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации классом напряжения 110 кВ и выше, в том числе, для целей разработки схемы и программы развития ЕЭС России, а также предоставлять ДЦ актуализированную информацию о текущих планах нового строительства (реконструкции, модернизации) объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации классом напряжения 110 кВ и выше, в том числе по запросу ДЦ в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса (но не чаще одного раза в квартал). При корректировке согласованных объемов и сроков нового строительства (реконструкции, модернизации) объектов электросетевого хозяйства обеспечивать согласование с ДЦ соответствующих изменений.

6.2.2. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок других лиц к электрическим сетям в установленных нормативными правовыми актами случаях представлять на согласование в ДЦ проекты технических условий на технологическое присоединение указанных объектов (установок) и вносимые в них изменения.

При строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и их технологическом присоединении к электрическим сетям также представлять на согласование в ДЦ следующие документы:

- техническое задание на разработку проектной документации и разработанную проектную документацию на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и выше;
- техническое задание на разработку проектной документации (в случае одностадийного проектирования создания (модернизации) РЗА – техническое задание на разработку рабочей документации), проектную и рабочую документацию на создание (модернизацию) РЗА, СДТУ;
- изменения, вносимые в указанные документы.

Порядок взаимодействия Сторон при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении к электрическим сетям и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Сетевой организации определяется утверждаемым ими регламентом, указанным в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

6.2.3. При вводе в работу построенных (реконструированных) объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ:

6.2.3.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего объекта электросетевого хозяйства Сетевой организации или в иной заблаговременно

согласованный с ДЦ срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ, представить в ДЦ информацию о технических параметрах и паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств, сроках ввода их в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчётов электроэнергетических режимов энергосистемы, в том числе расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки устройств РЗА, а также подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, и оперативно информировать ДЦ о возможных изменениях предоставленных данных.

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

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

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на ввод в работу нового (реконструированного, модернизированного) объекта диспетчеризации осуществляются в порядке, установленном пунктом 4.3 настоящего Соглашения.

6.2.3.4. Представлять в ДЦ на согласование комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП (в том числе оборудования подстанций и ЛЭП потребителей, указанных в пункте 2.15 настоящего Соглашения), относящихся к объектам диспетчеризации, и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 дней до планируемой даты ввода их в работу.

6.3. ДЦ обязан:

6.3.1. Рассмотреть и согласовать планы (схемы, программы), указанные в пункте 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 Сетевой организации.

6.3.2. Рассмотреть и согласовать корректировку объёмов и сроков выполнения мероприятий, включенных в согласованные планы нового строительства, реконструкции и технического перевооружения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации (пункт 6.2.1 настоящего Соглашения), либо отказать в ее согласовании и направить в Сетевую организацию свои замечания и предложения в течение 15 дней с момента получения информации о предполагаемой корректировке от Сетевой организации.

6.4. При технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям Сетевой организации ДЦ 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.

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

7. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам эксплуатации объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации

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

7.2. Системный оператор в установленном 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 Сетевой организации, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

7.3. Системный оператор вправе осуществлять контроль выполнения Сетевой организацией требований по эксплуатации (в части оперативного обслуживания) устройств РЗА, СДТУ, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.4. Системный оператор вправе в установленном порядке участвовать в проверке готовности Сетевой организации к работе в осенне-зимний период.

7.5. Сетевая организация обязана:

7.5.1. Поддерживать ЛЭП, оборудование подстанций, устройства РЗА и СДТУ Сетевой организации в эксплуатационной готовности и обеспечивать их работоспособность в соответствии с нормативными документами.

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

7.5.3. Предоставлять ДЦ по запросу документы и информацию о техническом состоянии ЛЭП, оборудования и устройств подстанций Сетевой организации, 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 Сетевой организации, в состав которых входят объекты диспетчеризации, Сетевая организация не менее чем за 2 (два) месяца до передачи эксплуатационной ответственности другому лицу письменно уведомляет об этом ДЦ.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин аварий в электроэнергетике

8.1. Сетевая организация обеспечивает расследование причин аварий в работе объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации (за исключением аварий, расследование причин которых осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнительной власти).

По согласованию с ДЦ Сетевая организация вправе привлекать представителей Системного оператора к участию в расследовании причин аварий, произошедших на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации, в составе созданных Сетевой организацией комиссий.

8.2. Системный оператор участвует в расследовании причин аварий на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами).

8.3. Сетевая организация обязана:

8.3.1. Предоставлять в ДЦ оперативную информацию об авариях на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и на энергообъектах потребителей, указанных в пункте 2.15 настоящего Соглашения, а также информацию о результатах расследования причин аварий на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации.

8.3.2. Представлять информацию о выполнении противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий.

8.3.3. По запросу ДЦ предоставлять информацию обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации, относящихся к объектам диспетчеризации.

8.4. ДЦ обязан предоставлять по запросу Сетевой организации имеющуюся у него информацию о результатах расследования комиссиями, созданными с участием представителей Системного оператора, аварий в работе объектов электроэнергетики, которые привели к отключениям и (или) технологическим нарушениям на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации.

9. Организация обмена технологической информацией

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением (в том числе в отношении энергообъектов потребителей, указанных в пункте 2.15 Соглашения), осуществляется, как правило, между ДЦ и Сетевой организацией, подстанциями Сетевой организации, расположенными в границах операционной зоны ДЦ. 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. При организации обмена технологической информацией Стороны обеспечивают выполнение требований раздела 6 настоящего Соглашения и Технических требований по организации обмена информацией с ДЦ, указанных в Приложении № 5 к настоящему Соглашению.

9.3. Сетевая организация обязана:

9.3.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых (основного и резервного) каналов связи между подстанциями, ЦУС и ДЦ 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 ДЦ оперативный персонал Сетевой организации и диспетчерский персонал ДЦ (в пределах зоны эксплуатационной ответственности ДЦ) обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом должны быть использованы любые виды связи.

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

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

9.4. В целях приведения ССПИ объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации в соответствие с Техническими требованиями Сетевая организация и ДЦ осуществляют взаимодействие в соответствии с Регламентом взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации (Приложение № 6 к настоящему Соглашению).

9.5. Сетевая организация и ДЦ 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 Сетевой организации, ЦУС и ДЦ. Порядок взаимодействия персонала ДЦ и Сетевой организации, обслуживающего СДТУ, определяется взаимосогласованным документом, указанным в пункте 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 Сетевой организации и принимать в границах своей эксплуатационной ответственности оперативные действия по их устранению.

9.7. При необходимости изменения схемы информационного обмена между Сетевой организацией (соответствующими объектами электросетевого хозяйства Сетевой организации) и ДЦ такое изменение может осуществляться только по предварительному согласованию с ДЦ.

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

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

в пунктах 5.3, 5.4, 5.6 – 5.8 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА Стороны начиная с 01.01.2017 обеспечивают выполнение требований национального стандарта ГОСТ Р 56865-2016, указанного в пункте 6.3 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

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

10.2.1. Разрабатывает основные направления развития комплексов и устройств РЗА в операционной зоне ДЦ.

10.2.2. Задаёт объёмы нагрузки потребителей, подключаемой под действие противоаварийной автоматики (далее – ПА), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР) и специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), распределяет их по территории своей операционной зоны и выдает соответствующие задания Сетевой организации.

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

10.2.4. Задаёт Сетевой организации режим заземления нейтралей трансформаторов 110 кВ, находящихся в технологическом управлении Сетевой организации и/или подключённых к её электрическим сетям.

10.2.5. Представляет в Сетевую организацию информацию о выполнении требований обеспечения дальнего резервирования силовых трансформаторов 110 кВ (кроме трансформаторов подстанций 110 кВ, подключённых к тупиковым ЛЭП).

10.2.6. Составляет и утверждает перечень устройств РЗА, для которых ДЦ выполняет расчёт и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования. Для устройств релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП и оборудования Сетевой организации, не указанных в утверждённом ДЦ перечне, расчёт и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования выполняет Сетевая организация.

10.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в пункте 10.1 Соглашения документами, Сетевая организация обязана:

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

10.3.2. Обеспечивать режим заземления нейтралей трансформаторов 110 кВ, находящихся в технологическом управлении Сетевой организации и/или подключённых к её электрическим сетям, в соответствии с заданием ДЦ.

10.3.3. Передавать в ДЦ:

– технические параметры ЛЭП и оборудования Сетевой организации и другие данные, необходимые для расчётов токов короткого замыкания, выбора параметров настройки РЗА, анализа работы устройств РЗА – в соответствии с пунктами 3.2.6, 6.2.3 настоящего Соглашения, а также по запросу;

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

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

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

10.3.6. Разрабатывать графики подключения энергопринимающих установок потребителей, присоединенных к электрическим сетям Сетевой организации, под действие устройств АЧР, дополнительной автоматической разгрузки (ДАР) и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) в соответствии с заданиями ДЦ и представлять их в ДЦ.

10.3.7. Информировать ДЦ о выполнении заданий ДЦ по подключению объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологически присоединенных к электрическим сетям Сетевой организации, под действие ПА и об изменении параметров настройки устройств ПА, в том числе представлять в ДЦ сведения о фактическом подключении объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и энергопринимающих установок потребителей под действие АЧР и САОН с указанием величины отключаемой мощности и объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, подключенных под действие АЧР, САОН.

10.3.8. Обеспечивать представителям ДЦ доступ на свои объекты для совместного проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР, а также осуществлять взаимодействие с потребителями, указанными в пункте 10.2.3 настоящего Соглашения, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на энергообъектах таких потребителей. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с ДЦ сроки.

10.4. Сетевая организация вправе разработать и направить на рассмотрение в ДЦ предложения по размещению новых и совершенствованию функционирования установленных устройств РЗА.

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.

ДЦ осуществляет организацию проведения контрольных замеров на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации с определением требуемого объема, формы и сроков представления информации. Соответствующее задание должно быть

направлено ДЦ в Сетевую организацию не позднее чем за 10 дней до дня проведения контрольного замера.

Сетевая организация обеспечивает по заданию ДЦ проведение замеров параметров оборудования и режима в характерные дни и часы контрольных замеров.

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

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

11.4. Сетевая организация предоставляет в ДЦ результаты проведенных ею контрольных, внеочередных и иных замеров, а также результаты организованных Сетевой организацией замеров на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, технологически присоединенных к электрическим сетям Сетевой организации, в установленном ДЦ формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

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

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

12. Ответственность Сторон

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

12.2. Убытки, причиненные Сетевой организации 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 Сетевой организацией и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (далее - ЕНЭС) договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства Сетевой организации, входящих в ЕНЭС (за исключением договоров аренды объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, заключаемых между организацией по управлению ЕНЭС и Сетевой организацией), Сетевая организация 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 ДЦ 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 Сетевой организации к другому лицу (далее - Приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения Сетевой организацией иных действий по распоряжению данным имуществом, а также перехода прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства Сетевая организация 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 Сетевой организации, влекущей переход права собственности на объекты электросетевого хозяйства к другому лицу (правопреемнику), права и обязанности Сетевой организации по настоящему Соглашению переходят к ее правопреемнику в соответствии с передаточным актом или разделительным балансом, утвержденным уполномоченным органом управления Сетевой организации, 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 «__» _____20__ 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.

16.4. Информация, предоставляемая ДЦ в Сетевую организацию в соответствии с пунктом 11.5 настоящего Соглашения, относится к информации, составляющей коммерческую тайну Системного оператора.

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

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

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

17. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

17.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок технологического взаимодействия Сетевой организации и ДЦ.

17.2. Приложение № 2. Перечень информации, передаваемой Сетевой организацией в ДЦ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

17.3. Приложение № 3. Перечень телеметрической информации, передаваемой ДЦ в Сетевую организацию для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей Сетевой организации.

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

17.5. Приложение № 5. Технические требования по организации обмена

информацией с ДЦ.

17.6. Приложение № 6. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации.

18. Юридические адреса Сторон:

Системный оператор:

109074, г. Москва,

Китайгородский проезд, д.7, стр. 3

Тел.: (____) _____

Факс: (____) _____

_____/_____

М.п.

Сетевая организация:

Тел.: _____

Факс: _____

_____/_____

М.п.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок технологического взаимодействия
Сетевой организации и ДЦ⁶**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые ДЦ и Сетевой организацией совместно:

1.1. Положение о технологическом взаимодействии РДУ и Сетевой организации.⁷

1.2. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при технологическом присоединении и при строительстве, реконструкции, техническом перевооружении объектов электросетевого хозяйства.

1.3. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые ДЦ и обязательные для исполнения ДЦ и Сетевой организацией:

2.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне ДЦ.

2.2. Перечень объектов диспетчеризации операционной зоны ДЦ с их распределением по способу управления.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне ДЦ.

2.4. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне ДЦ.

2.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом ДЦ.

2.6. Регламент формирования в ДЦ сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

2.7. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ.

2.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне ДЦ.

2.9. Перечень типовых бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации, требующих согласования с ДЦ.

⁶ Перечень может быть дополнен по решению руководителя ОДУ

⁷ Указанный документ включается в приложение № 1 к Соглашению в случаях, указанных в примечании к п. 2.3 Соглашения

При этом в случае если на территории субъекта Российской Федерации, в пределах которого расположены объекты электросетевого хозяйства Сетевой организации, создано представительство Системного оператора, в п. 1.1 настоящего приложения указывается Положение о технологическом взаимодействии РДУ, представительства АО «СО ЕЭС» в _____ (название субъекта Российской Федерации, на территории которого создано представительство), и Сетевой организации.

2.10. Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд.⁸

2.11. Перечень устройств РЗА Сетевой организации, для которых ДЦ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

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

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией, требующие согласования с ДЦ:

3.1. Инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации.

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

3.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации согласно утвержденному ДЦ перечню.

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

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

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией с учетом требований аналогичных документов, утвержденных ДЦ:

4.1. Инструкция по производству оперативных переключений в электроустановках Сетевой организации.

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

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

5. Стандарты, являющиеся обязательными для Системного оператора и Сетевой организации:

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

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

⁸ Указанный документ включается в приложение № 1 к Соглашению в случае если на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации производятся переключения для реализации схемы подачи напряжения.

изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254).

5.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «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 19.04.2011 № 102, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418).

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

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

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

5.8. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207).

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

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

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

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

Примечание:

1. В случае использования Сетевой организацией указанных в разделе 2 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала ЦУС и объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации ссылки на указанные документы ДЦ являются обязательными.

2. Документ, указанный в пункте 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с ДЦ 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 ДЦ.

3. Стандарты Системного оператора, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. Сетевая организация присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 5 – путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

4. В случае использования Сетевой организацией указанных в разделе 5 настоящего приложения стандартов при разработке документации для оперативного персонала ЦУС и объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации ссылки на указанные стандарты являются обязательными.

5. Национальные стандарты, указанные в разделе 6 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Стороны присоединяются к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 6 – путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

6. Национальный стандарт, указанный в пункте 6.3 настоящего приложения, и изменения, внесенные в СТО 59012820.29.020.002-2012, указанный в пункте 5.3 настоящего приложения, приказом АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254, применяются к отношениям Сторон начиная с 01.01.2017. При этом предоставление Сетевой организацией в диспетчерские центры Системного оператора отчетной информации о случаях срабатывания устройств РЗА, в том числе предусмотренной приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления», осуществляется в объеме и по формам, установленным указанным национальным стандартом.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Сетевая организация:

_____/_____
М.п.

Перечень информации, передаваемой Сетевой организацией в ДЦ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России

1. Информация предоставляемая ежегодно, а также по запросу ДЦ (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 Сетевой организации 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 Сетевой организации на всех участках ЛЭП, при наличии кабельных участков – протяженность каждого кабельного участка);
- марка и сечение провода на всех участках ЛЭП (в том числе, при наличии кабельных участков: завод-изготовитель, исполнение, сечение и материал жилы кабеля, сечение и материал экрана кабеля, толщина слоев изоляции кабеля, способ прокладки и расстояние между центрами фаз кабеля, наличие смежных кабелей (для учета взаимоиндукции), способ заземления, наличие транспозиции экрана кабеля);
- 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_{xx});
 - ток в общей обмотке автотрансформаторов, к стороне низшего напряжения которых присоединены источники активной или реактивной мощности (5 МВт, 5 МВАр и более);
 - потери холостого хода (ΔP_{xx});
 - напряжение короткого замыкания всех обмоток (U_k);
 - 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 ($\Delta P_{xx}, \Delta Q_{xx}$).

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 $U_{ном}$.

2. Дополнительная информация в отношении объектов диспетчеризации классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих Сетевой организации на праве

собственности или ином законном основании, предоставляемая по запросу ДЦ 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 ДЦ (Приложение № 5 к Соглашению).

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

- информацию об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедшие сутки, – до 7 часов 00 минут следующих суток;
- полученные на основании показаний приборов учета данные об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедший месяц, – до 7-го числа следующего месяца.

5. Информация о технологическом присоединении энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям Сетевой организации – в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

6. Другая информация, необходимая ДЦ 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 ДЦ вышеуказанной информации могут быть детализированы в положении о технологическом взаимодействии РДУ и Сетевой организации, утверждаемом в соответствии с пунктом 2.3 Соглашения и пунктом 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Сетевая организация:

_____/_____
М.п.

Перечень телеметрической информации, передаваемой ДЦ в Сетевую организацию для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей Сетевой организации⁹

1. Настоящий документ (далее – Перечень) определяет виды телеметрической информации, передаваемой ДЦ в Сетевую организацию.

Передача в Сетевую организацию телеметрической информации осуществляется ДЦ по запросу Сетевой организации в пределах существующей технической возможности на ее передачу без дополнительных финансовых затрат со стороны Системного оператора.

2. ДЦ передает Сетевой организации следующую телеметрическую информацию, поступающую в ДЦ, в случае отсутствия ее у Сетевой организации:

2.1. По подстанциям Сетевой организации передается весь имеющийся в ДЦ объем телеинформации.

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

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

3. Передача Сетевой организации телеметрической информации, указанной в пункте 2 настоящего Перечня, осуществляется ДЦ на основании соответствующего обращения Сетевой организации. Сетевая организация и ДЦ в рамках видов телеметрической информации, предусмотренных пунктом 2 настоящего Перечня, конкретизируют перечень данных, передаваемых Сетевой организации по конкретным объектам электроэнергетики.

⁹ Необходимость наличия приложения № 3 к заключаемым ДЦ соглашениям о технологическом взаимодействии определяется ДЦ

4. Передача Сетевой организации телеметрической информации, указанной в пункте 2.1 настоящего Перечня, осуществляется временно – до момента создания Сетевой организацией собственной системы сбора и передачи соответствующей информации с энергообъектов Сетевой организации.

5. Передача Сетевой организации телеметрической информации в отношении объектов электроэнергетики других собственников осуществляется после предоставления Сетевой организацией в ДЦ письменного согласия собственников соответствующих объектов электроэнергетики на передачу такой телеметрической информации в Сетевую организацию в согласованном с ними объеме.

6. Сетевая организация по согласованию с ДЦ обеспечивает организацию каналов межмашинного обмена между ДЦ и Сетевой организацией в соответствии с выданными ДЦ техническими условиями на присоединение к узлам сети связи Системного оператора.

7. Порядок передачи указанной в пункте 2 настоящего Перечня телеметрической информации определяется по согласованию между ДЦ и Сетевой организацией с учетом положений настоящего Перечня.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Сетевая организация:

_____/_____
М.п.

Общие требования к релейной защите и автоматике

1. Область применения

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

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

2. Принятые сокращения

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

3. Требования к противоаварийной автоматике

Требования к противоаварийной автоматике регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «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 19.04.2011 № 102, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418).

4. Требования к режимной автоматике на подстанциях Сетевой организации

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

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

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

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

5. Требования к релейной защите и сетевой автоматике электрической сети 110-220 кВ

5.1. Общие требования к релейной защите и сетевой автоматике электрической сети 110-220 кВ

5.1.1. При реконструкции объектов электроэнергетики морально и физически устаревшие устройства релейной защиты и сетевой автоматики должны заменяться на устройства, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на объектах электроэнергетики должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

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

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

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

5.1.4. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

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

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

5.1.7. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств РЗ должно предусматриваться на каждый электромагнит.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2.10. При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного

режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если на данной ЛЭП предусмотрен канал для передачи команд.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110-220 кВ;

- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- понижения уровня масла.

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

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

5.3.4. Газовая защита Т (АТ) 110-220 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, 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 ложному действию защиты, должны автоматически блокироваться при нарушении цепей напряжения.

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

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

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

5.4. Релейная защита сборных шин 110-220 кВ

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

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

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

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

5.4.5. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

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

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

5.5. УРОВ 110-220 кВ

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

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

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

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

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

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

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

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

через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

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

6. Требования к релейной защите (РЗ) и сетевой автоматике электрической сети 330-500 кВ¹⁰.

6.1. Общие требования к РЗ и сетевой автоматике электрической сети 330-500 кВ.

6.1.1. При реконструкции объектов электроэнергетики морально и физически устаревшие устройства РЗ и сетевой автоматики должны заменяться на устройства, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на объектах электроэнергетики должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.

6.1.2. Надежность РЗ и сетевой автоматики электрической сети 330-500 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием построения комплекса. Должны применяться следующие виды резервирования:

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

6.1.3. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.

6.1.4. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.

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

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

6.1.7. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств РЗ должно предусматриваться на каждый электромагнит.

6.1.8. При создании (модернизации) РЗ и сетевой автоматики электрической сети 330-500 кВ должны учитываться вопросы интеграции РЗ и сетевой автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. Интеграция должна осуществляться только на информационном уровне. При этом действие основных функций РЗ и сетевой автоматики не должно зависеть от состояния АСУ ТП.

6.2. РЗ и сетевая автоматика ЛЭП 330-500 кВ.

6.2.1. На каждой стороне ЛЭП 330-500 кВ должен устанавливаться комплекс РЗ, состоящий не менее чем из двух устройств РЗ.

При этом микропроцессорный терминал РЗ, независимо от количества выполняемых функций, является одним устройством РЗ.

Все устройства РЗ должны реализовывать функцию быстродействующей защиты от всех видов коротких замыканий.

В составе комплекса РЗ на каждой стороне ЛЭП как минимум одно устройство должно выполняться на принципе ступенчатых защит с реализацией быстродействия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.

¹⁰ Необходимость наличия данного раздела приложения определяется ДЦ

Три устройства РЗ должны устанавливаться в обязательном порядке в следующих случаях:

- на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;
- на межгосударственных линиях электропередачи;
- на ЛЭП, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;
- на ЛЭП, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

6.2.2. Ступенчатые резервные защиты могут выполняться как в виде отдельного устройства защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде двух устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ (при междуфазных и коротких замыканиях на землю).

6.2.3. Устройства РЗ и сетевой автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию аппаратной и функциональной совместимости.

Устройства РЗ смежных ЛЭП должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия при дальнем резервировании.

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

6.2.5. На ЛЭП 330-500 кВ должны устанавливаться устройства передачи команд по высокочастотному каналу по ЛЭП, по КЛС или по ВОЛС для обеспечения быстрого отключения ЛЭП с двух сторон (телеускорение) от резервных защит, а также для передачи команд телеотключения и сигналов противоаварийной автоматики.

6.2.6. На ступенчатых резервных защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП (с коэффициентом чувствительности не менее 1,2), должно предусматриваться оперативное и автоматическое ускорение ступеней, используемое при опробовании ЛЭП и оборудования напряжением.

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

6.2.8. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.

6.2.9. Для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита ЗНР, действующая на отключение 3-х фаз ЛЭП с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце ЛЭП и пуском команды на противоположный конец ЛЭП для телеотключения.

6.2.10. На каждой стороне ЛЭП 330-500 кВ должно предусматриваться автоматическое повторное включение (ОАПВ и ТАПВ). УТАПВ должно предусматриваться только тогда, когда это эффективно для снижения объема управляющих воздействий противоаварийной автоматики.

Пуск ОАПВ и УТАПВ должен осуществляться от быстродействующих защит.

6.2.11. При выполнении РЗ на микропроцессорной элементной базе следует предусматривать фазоселективность каждого терминала и его действия без дополнительных задержек на отключение поврежденной фазы при однофазных КЗ, а

при многофазных КЗ на отключение трех фаз. Действие с выдержкой времени следует выполнять на отключение трех фаз.

6.2.12. ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

6.2.13. В устройствах ТАПВ должны быть предусмотрены следующие функциональные возможности:

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

6.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, методом двухстороннего замера).

6.2.15. Вновь устанавливаемые устройства РЗ и сетевой автоматики должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.

6.2.16. Допускается при реконструкции (модернизации) РЗ и сетевой автоматики оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.

6.2.17. В качестве основной защиты ЛЭП должны предусматриваться защиты от всех видов КЗ с абсолютной селективностью. При наличии волоконно–оптического канала связи предпочтение должно отдаваться ДЗЛ.

6.2.18. Вывод устройств РЗ и сетевой автоматики ЛЭП должен производиться отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя, передачи команд РЗ и ПА.

6.3. РЗ АТ (Т) и ШР 330-500 кВ.

6.3.1. При выполнении РЗ на АТ (Т) необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- однофазных и многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- токов неполнофазного режима;
- частичного пробоя изоляции вводов высшего и среднего напряжения;
- понижения уровня масла.

6.3.2. На ШР необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- однофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- частичного пробоя изоляции вводов высокого напряжения;
- понижения уровня масла.

6.3.3. Для повышения надежности действия РЗ АТ (Т) она должна быть разделена на две-три группы по цепям питания оперативным током, цепям переменного напряжения и тока.

6.3.4. На АТ (Т) 330-500 кВ должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит.

6.3.5. Для обеспечения высокой чувствительности дифференциальной защиты АТ (Т) следует предусматривать отдельные дифференциальные защиты ошиновок АТ (Т) напряжением 110 кВ и выше, если АТ (Т) с этой стороны подключен к сети через два выключателя и более. На напряжении 330-500 кВ ошиновка АТ (Т) должна защищаться не менее чем двумя быстродействующими защитами.

Следует предусматривать отдельную дифференциальную защиту ошиновки низшего напряжения токоограничивающего реактора, вольтодобавочного трансформатора. Должен быть решен вопрос обеспечения работы УРОВ выключателей высшего напряжения АТ (Т) при КЗ на стороне низшего напряжения.

6.3.6. Газовая защита АТ (Т) 330-500 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на сигнал. Газовая защита АТ (Т) 330-500 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

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

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

6.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.

6.3.10. На ШР должны предусматриваться два комплекта основных защит. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.

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

6.4. РЗ и сетевая автоматика сборных шин 330-500 кВ.

6.4.1. Для повышения надежности работы энергосистемы, предотвращения нарушений динамической устойчивости и улучшения условий согласования резервных защит линий разного класса напряжений необходимо устанавливать по два комплекта дифференциальных защит сборных шин (ДЗШ) на напряжении 330-500 кВ.

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

6.4.3. ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей ТТ, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.

6.4.4. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

6.4.5. 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.

6.4.6. Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы. Вывод должен производиться отключающими устройствами (блоками) без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и т.д.

6.4.7. Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

6.5. УРОВ 330-500 кВ.

6.5.1. УРОВ на напряжении 330-500 кВ должен устанавливаться во всех случаях, независимо от эффективности дальнего резервирования.

6.5.2. Конструктивно УРОВ 330-500 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.

6.5.3. УРОВ 330-500 кВ должен действовать на отключение с запретом АПВ смежных с отказавшим выключателей, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем.

6.5.4. При КЗ на шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.

6.5.5. При КЗ на присоединении и отказе общего выключателя данного присоединения и смежной ЛЭП УРОВ должен обеспечивать также отключение с противоположной стороны этой ЛЭП с запретом АПВ.

6.6. РЗ и сетевая автоматика обходного выключателя, ШСВ и СВ 330-500 кВ

6.6.1. Устройства РЗ и сетевой автоматики обходного выключателя 330-500 кВ должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель. Выходные цепи, цепи переменного тока и напряжения основных защит указанных ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

6.6.2. РЗ ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

7. Требования к регистрации аварийных событий и процессов.

7.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее - автономные РАС), функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе автоматизированных систем управления технологическими процессами объектов электроэнергетики, а также с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов.

7.2. Требования к автономным РАС, их применению на объектах электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и

введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380).

7.3. При применении устройств РЗ и сетевой автоматики на микропроцессорной элементной базе ими должна осуществляться регистрация параметров электромагнитных переходных процессов, фактов срабатывания пусковых и измерительных органов устройств РЗ и сетевой автоматики, фактов действия устройств РЗ и сетевой автоматики на изменение состояния коммутационных аппаратов и на пуск команд. Передача данных регистрации от этих устройств должна осуществляться в РДУ автоматически или по запросу.

7.4. Должна предусматриваться автоматическая передача информации от автономных регистраторов аварийных событий, устройств ОМП и СМНР в ЦУС и РДУ (ОДУ).

8. Требования по организации каналов связи для функционирования РЗА.

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

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

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

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

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

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

8.7. При организации высокочастотных каналов связи по фазным проводам ВЛ с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.

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

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

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

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

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

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

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Сетевая организация:

_____/_____
М.п.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ по организации обмена информацией с ДЦ

1. Общие положения

1.1. Обмен технологической информацией между Сетевой организацией, ее объектами электросетевого хозяйства (далее – энергообъекты) и ДЦ обеспечивается системами сбора и передачи информации Сетевой организации (далее – ССПИ).

ССПИ состоит из следующих систем обмена информацией:

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

1.2. Программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях Сетевой организации (далее – Программа) составляются Сетевой организацией 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 ДЦ существующего (передаваемого) объема необходимой для ДЦ телеинформации.

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

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

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

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

1.7. Ретрансляция в ДЦ телеметрической информации, поступающей в Сетевую организацию с энергообъектов потребителей, указанных в пункте 2.15 настоящего Соглашения, должна осуществляться Сетевой организацией с соблюдением технических требований, установленных настоящим приложением.

2. Технические решения по организации обмена информацией с ДЦ

2.1. Типовой состав телеинформации на подстанциях Сетевой организации, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, для передачи в ДЦ

2.1.1. Величины действующих значений модулей напряжений от ТН 110 кВ и выше распределительных устройств подстанции.

2.1.2. Величины токов, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ и выше, присоединённой к распределительным устройствам. При наличии на подстанции измерений параметров по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении - телеизмерения величин фазных токов ЛЭП 110 кВ и выше¹.

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

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

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

2.1.6. Величины токов, перетоков реактивной мощности средств компенсации реактивной мощности установленной мощностью 5 МВАр и более (в том числе, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.).

2.1.7. Величины частоты электрического тока от ТН секций и систем шин, ЛЭП 110 кВ и выше, в том числе в местах установки колонок синхронизации, комплектов ЧДА.

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

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

2.1.10. Телесигнализация положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей)² 110 кВ и выше. При наличии на

¹ Для ответственных подстанций подлежит передаче только величина перетоков активной мощности по каждой ЛЭП 110 кВ и выше, присоединённой к распределительному устройству.

² Организация передачи в ДЦ телесигнализации положения коммутационных аппаратов без дистанционного управления (разъединители, отделители, заземляющие ножи всех присоединений) выполняется при наличии технической возможности.

подстанции телесигнализации состояния коммутационных аппаратов по каждой фазе ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении – телесигнализация положения каждой фазы выключателей ЛЭП 110 кВ и выше³.

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

2.1.12. Телесигнализация положения выключателей средств регулирования реактивной мощности 5 МВАр и более (относящихся к объектам диспетчеризации).

2.1.13. Аварийно-предупредительная телесигнализация, содержащая общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении нарушений в работе оборудования.

2.2. Организация телеуправления в ДЦ

При наличии технической возможности в ДЦ организуется телеуправление оборудованием (выключателями 110 кВ и выше) присоединений, находящихся в диспетчерском управлении.

Перечень оборудования, подлежащего оснащению системой телемеханики с функцией телеуправления, должен определяться индивидуально, по согласованию с Сетевой организацией в зависимости от значимости конкретного объекта в обеспечении надежности электроэнергетического режима работы энергосистемы.

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

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

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

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

2.3.4. Данные регистрации аварийных событий и процессов должны представляться немедленно по устному запросу или автоматически в РДУ - при наличии на объекте электроэнергетики Сетевой организации цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных событий и процессов, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования - в течение первого рабочего

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

³Для ответственных подстанций подлежат передаче только обобщенные телесигналы положения коммутационных аппаратов.

дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня.

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

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

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

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

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

2.4.3. 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).

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

Допускается временное использование спутниковых каналов связи в качестве одного из каналов связи до организации второго наземного канала связи для автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления (кроме передачи телеинформации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики) также в случае, если спутниковые каналы связи не удовлетворяют требованиям по времени передачи информации.

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

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

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

2.4.6. 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 ДЦ.

2.5. Организация телефонной связи для оперативных переговоров

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

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

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

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

2.5.5. Возможность и порядок использования диспетчером ДЦ производственно-технологической телефонной связи, организованной на оборудовании и каналах связи Сетевой организации, определяется по согласованию с Сетевой организацией.

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

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

2.6. Организация передачи телеинформации с подстанций в ДЦ

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

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

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

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

2.6.5. Протокол передачи телеинформации должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101 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 ДЦ.

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

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

2.6.8. Передача телеинформации должна осуществляться в ДЦ по двум независимым каналам связи без ретрансляции (напрямую, без промежуточной обработки⁴), за исключением случаев, указанных в пункте 2.6.10 настоящего приложения.

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

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

2.6.11. 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 Сетевой организации в ДЦ напрямую, без ретрансляции (промежуточной обработки).

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

3. Возможные отступления от технических требований по организации обмена информацией с ДЦ

⁴ Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов передачи телеинформации аппаратно-программными средствами низшего уровня управления, которое может привести к изменению информации, и последующая ее передача на верхние уровни управления в требуемых протоколах передачи телеинформации.

3.1. Возможные отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения, приведены в пункте 3.2 и в таблице 1 и действуют для следующих типов объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации (далее – подстанции) с высшим классом напряжения 110 кВ:

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

Таблица 1

Отступления от технических требований по организации обмена технологической информацией с ДЦ

№ п/п	Тип подстанции	Минимальный состав телеинформации, передаваемой с подстанции в ДЦ	Минимальные требования к каналам связи подстанции с ДЦ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС Сетевой организации/ ПО (ПЭС, РЭС))
1	Узловая подстанция, к которой присоединены только ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения, не допускаются	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС, РЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.
2	Ответвительная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящаяся в диспетчерском управлении ДЦ	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации /ПО (ПЭС, РЭС)) состав информации определяется согласно пунктам 2.1.2, 2.1.6, 2.1.8, 2.1.10 настоящего приложения.	Требования по передаче телеинформации ДЦ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Если обслуживание подстанции осуществляется постоянным дежурным персоналом – два канала телефонной связи для оперативных переговоров (допускается коммутирование на промежуточной АТС). Если обслуживание подстанции осуществляется ОВБ – требования по организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров ДЦ не выставляет, диспетчерские команды и разрешения передаются через ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС, РЭС).
3	Ответвительная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящаяся в диспетчерском ведении ДЦ	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации /ПО (ПЭС, РЭС)) состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.2, 2.1.6, 2.1.8, 2.1.10 настоящего приложения.	Требования по передаче телеинформации ДЦ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.
4	Проходная подстанция, к которой присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Обязательно выполнение требований следующих пунктов: 2.1.2, 2.1.5, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.10 настоящего приложения.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации

			из ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС, РЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется.
--	--	--	--

3.2. В случаях, указанных в соответствующих пунктах таблицы 1:

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

3.2.2. Передача диспетчерских команд и диспетчерских разрешений осуществляется через оперативный персонал ЦУС Сетевой организации / ПО (ПЭС, РЭС).

3.2.3. Передача телеинформации по каналам связи с ДЦ может осуществляться с одной ступенью ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации / ПО (ПЭС, РЭС).

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

Системный оператор:

_____/_____

М.п.

Сетевая организация:

_____/_____

М.п.

**Регламент
взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при модернизации (расширении)
систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства
Сетевой организации**

1. Общие положения

1.1. Настоящий Регламент определяет порядок взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при разработке, актуализации, согласовании, утверждении и выполнении Программы на период, соответствующий инвестиционной программе Сетевой организации.

1.2. По тексту настоящего Регламента используются термины, обозначения и сокращения, применяемые в тексте Соглашения и Приложении № 5 к нему, а также следующие термины и обозначения:

- РДУ – _____ (Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ);
ОДУ – _____ (Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ);
Регламент – настоящий Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации;
ССПИ – система сбора и передачи информации;
Технические требования – Технические требования по организации обмена информацией с ДЦ, указанные в Приложении № 5 к настоящему Соглашению;
Программа – Программа модернизации и расширения ССПИ на подстанциях _____ (наименование Сетевой организации);
Перечень – перечень подстанций _____ (наименование Сетевой организации), находящихся в операционной зоне РДУ, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации и требующих модернизации (расширения) ССПИ подстанций в целях приведения их в соответствие Техническим требованиям, с указанием приоритетов по модернизации ССПИ подстанций.

2. Порядок взаимодействия РДУ и Сетевой организации при разработке (актуализации), согласовании и утверждении программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях Сетевой организации

В целях приведения ССПИ подстанций Сетевой организации в соответствие с Техническими требованиями:

2.1. РДУ разрабатывает и ежегодно актуализирует для Сетевой организации Перечень. Указанный Перечень РДУ направляет в Сетевую организацию ежегодно в срок до 31 декабря.

2.2. Сетевая организация в срок до 31 января года представления в установленном порядке инвестиционной программы Сетевой организации на

утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает (актуализирует) Программу с учетом полученного от РДУ Перечня и направляет проект разработанной (актуализированной) Программы в электронном виде в РДУ для согласования Системным оператором.

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

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

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

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

2.6. При наличии замечаний и предложений по доработке проекта Программы Сетевая организация в течение 10 рабочих дней обеспечивает внесение соответствующих изменений в проект Программы и направление в РДУ в целях повторного рассмотрения и согласования проекта Программы Системным оператором. Повторное рассмотрение и согласование проекта Программы в РДУ и ОДУ осуществляется в соответствии с пунктами 2.3 – 2.5 Регламента.

2.7. После утверждения Программы Сетевая организация официальным письмом направляет копию Программы в РДУ.

2.8. Сетевая организация включает мероприятия по расширению (модернизации) ССПИ подстанций, предусмотренных утвержденной Программой, в инвестиционную программу, направляемую на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

3. Требования к содержанию и оформлению Программ

3.1. Программа разрабатывается (актуализируется) в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях Сетевой организации (приложение к настоящему Регламенту) в формате *.DOC (*.DOCX).

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

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

3.4. В таблицу 1 Программы включаются подстанции Сетевой организации, подлежащие комплексной реконструкции (модернизации) в рамках инвестиционной программы Сетевой организации.

3.5. В таблицу 2 Программы включаются подстанции Сетевой организации, на которых, при наличии технической возможности и из существующих ССПИ, в первоочередном порядке, дополнительно к существующему объему телеметрической

информации, фактически получаемому РДУ, организуется передача дополнительного объема телеметрической информации.

3.6. Подстанции Сетевой организации, модернизация ССПИ на которых предусмотрена инвестиционной программой Сетевой организации, включаются в таблицу 3 Программы с указанием:

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

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

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

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

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

4. Порядок взаимодействия РДУ и Сетевой организации при выполнении Программ

4.1. В рамках взаимодействия при выполнении Программы Системный оператор:

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

4.1.2. Согласовывает технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на расширение (модернизацию) ССПИ подстанций Сетевой организации и изменения к ним.

4.1.3. Принимает участие в комплексных испытаниях ССПИ подстанций Сетевой организации, включенных в Программу.

4.1.4. Принимает участие в работе комиссии по приемке ССПИ подстанций Сетевой организации, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию.

4.2. Сетевая организация выполняет предусмотренные соответствующей Программой мероприятия в установленные указанной Программой сроки, в том числе:

4.2.1. В целях согласования Системным оператором направляет в РДУ технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций Сетевой организации и проекты изменений к ним.

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

4.2.3. Выполняет комплексные испытания ССПИ подстанций Сетевой организации, включенных в Программу, с участием представителей Системного оператора.

4.2.4. Осуществляет приемку ССПИ подстанций Сетевой организации, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию с участием представителей Системного оператора.

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

4.3. Соответствие ССПИ подстанций Сетевой организации (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) согласованным Системным оператором техническим заданиям подтверждается актом приемки ССПИ (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) в промышленную эксплуатацию, подписанным представителем Системного оператора. Сетевая организация оформляет указанный акт и представляет его для рассмотрения и подписания Системным оператором в РДУ по результатам проведения комплексных испытаний ССПИ после ее модернизации.

Системный оператор:

_____/_____

М.п.

Сетевая организация:

_____/_____

М.п.

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

1. Титульный лист.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
директор

« _____ »
(наименование Сетевой организации)

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

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

« _____ »
(наименование Сетевой организации)

на период 20XX – 20XX годов.

СОГЛАСОВАНО

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

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

СОГЛАСОВАНО

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

_____ (подпись) _____ (Ф.И.О.)

« ____ » _____ 20 __ г.

2. Состав разделов и таблиц.

Таблица 1

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

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

Примечания:

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

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

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства Сетевой организации (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Срок организации передачи телеметрической информации
		ТИ, ТС, фактически получаемые с подстанции	Дополнительные ТИ, ТС	
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
1.	ПС 220 кВ Буйская			
	<i>В 220 кВ ВЛ Буйская - Гожан 1ц</i>			
	<i>В 220 кВ ВЛ Буйская - Гожан 2ц</i>			
2.	<i>И т.д.</i>			

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

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание	
1	2	3		4	5	
	Образец заполнения					
1	ПС 220 кВ Северная	факт	Прямой канал основной	Аналоговый (тип)	Не заполняется	
			Прямой канал резервный	Нет		
			Оборудование ТМ	Аналоговое (тип)		
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип		
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы

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

Примечания:

1) При создании цифровых каналов связи допускается сохранение существующих аналоговых каналов связи в качестве дополнительных резервных каналов.

2) В таблице необходимо отражать наличие на подстанции всех имеющихся каналов связи.

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

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
Образец заполнения				
ПС 220 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)				
1.	Разработка и согласование технического задания на проектирование ССПИ, организацию необходимых цифровых каналов связи.			
2.	Разработка и согласование проектной документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
3.	Разработка и согласование рабочей документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи.			
4.	Приемка ССПИ, цифровых каналов связи в опытную эксплуатацию			
5.	Приемо-сдаточные испытания ССПИ, цифровых каналов связи и ввод в промышленную эксплуатацию			
ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)				
6.	И т.д.			

Примечания:

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

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

3) Технические задания на проектирование, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи с РДУ должны быть согласованы с Системным оператором в части технических условий по присоединению оборудования каналов связи с подстанций Сетевой организации 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.