

**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 АО « ... »**  
**в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России**

г. \_\_\_\_\_

*Датой Соглашения считается более поздняя из дат подписания каждой из сторон, указанных в штампе визуализации электронной подписи на последнем листе Соглашения*

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») в лице Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы \_\_\_\_\_» (Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ \_\_\_\_\_), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», с одной стороны, и

Акционерное общество «\_\_\_\_\_» (АО «\_\_\_\_\_»), именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», с другой стороны, совместно здесь и далее именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:<sup>1</sup>

### 1. Предмет Соглашения

1.1. Системный оператор единолично осуществляет оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), в том числе централизованное управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и проектирование развития электроэнергетических систем, 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

<sup>1</sup> Применяется при направлении проекта Соглашения в электронной форме через оператора ЭДО. В случае заключения Соглашения на бумажном носителе преамбула излагается в следующей редакции:

«г. \_\_\_\_\_

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ 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

\_\_\_\_\_, именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», \_\_\_\_\_,

действующего на основании \_\_\_\_\_,

с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:».

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 \_\_\_\_\_).<sup>2</sup>

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.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> 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).».

<sup>3</sup> 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 пунктом 2.12 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 –

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне ДЦ, выполнения функций, возложенных на Системного оператора законодательством Российской Федерации об электроэнергетике, организации и осуществления технологического взаимодействия с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в процессе оперативно-диспетчерского управления, утвержденные Системным оператором в соответствии с 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 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 обязана осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения данных 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 (далее – национальные стандарты).

Указанные национальные стандарты размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Национальные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон и являются обязательными для Сторон в силу заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 5 Приложения № 1 к Соглашению или указанные в нем национальные стандарты – в силу подписания

---

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.»

соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению. Каждая из Сторон обязана осуществлять мероприятия, необходимые для исполнения положений национальных стандартов, обязательства по применению которых в отношениях Сторон определены условиями настоящего Соглашения (с учетом изменений, вносимых дополнительными соглашениями).

2.5. Каждый ДЦ определяет перечень линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, в отношении которых он осуществляет 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 распределением их по способу управления доводится ДЦ в письменном виде до сведения Сетевой организации в течение 5 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 дистанционного управления из ДЦ.

Порядок отдачи диспетчерских команд, выдачи диспетчерских разрешений и распоряжений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, схемы прохождения диспетчерских команд и разрешений определяются Системным оператором.

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

Стороны осуществляют взаимодействие, направленное на обеспечение перехода к дистанционному управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации из диспетчерских центров Системного оператора в порядке и сроки, установленные статьей 15.1 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и принятыми в соответствии с ним нормативными правовыми актами.

Порядок организации и осуществления дистанционного управления из ДЦ определяется в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и национальными стандартами, указанными в пунктах 5.31, 5.32, 5.44 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

2.8. Системный оператор определяет в каждом ДЦ 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 дистанционного управления. ДЦ обязан ежегодно до 01 января каждого года предоставлять Сетевой организации списки диспетчерского персонала и уведомлять

Сетевую организацию о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.9. Сетевая организация определяет работников (диспетчеров<sup>4</sup> ЦУС, дежурный персонал подстанций Сетевой организации, в т. ч. оперативных выездных бригад), 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).

Сетевая организация обязана ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять в ДЦ списки персонала, допущенного к ведению оперативных переговоров и производству переключений (включая оперативный персонал и лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, лиц, уполномоченных выдавать разрешение на деблокирование при неисправности оперативной блокировки, отдельно по каждому ЦУС и подстанциям Сетевой организации, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и уведомлять ДЦ о внесенных в них изменениях не позднее, чем за 1 рабочий день до ввода в действие таких изменений (до допуска соответствующих работников к самостоятельной работе).

При вводе в работу в составе энергосистемы новых (реконструированных) ЛЭП, оборудования и устройств новых (реконструированных) подстанций указанные списки должны быть представлены Сетевой организацией до подачи диспетчерской заявки на первичное включение в работу в составе энергосистемы соответствующих ЛЭП, оборудования и устройств.

Изменение формы круглосуточного оперативного обслуживания ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с ДЦ.

2.10. Оперативный персонал Сетевой организации обязан выполнять диспетчерские команды, распоряжения и соблюдать полученные от диспетчерского персонала ДЦ отказы в диспетчерском разрешении на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования.

2.11. 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 рабочих дней обязан представить ей в письменном виде свои мотивированные разъяснения. Право Сетевой организации на

---

<sup>4</sup> Диспетчеры ЦУС относятся к категории дежурных работников субъектов электроэнергетики в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации, и не являются лицами, осуществляющими профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике (диспетчерским персоналом), в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Соглашением.

получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает оперативный персонал Сетевой организации от обязанности выполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском 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.

Об отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в диспетчерском разрешении оперативный персонал Сетевой организации делает запись в оперативном журнале, сообщает диспетчеру соответствующего диспетчерского центра и своему административному руководителю.

2.12. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС)<sup>5</sup> и отсутствии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии 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 электрической энергии, а также передачу диспетчерскому персоналу ДЦ соответствующих уведомлений, запросов и сообщений от указанных потребителей электрической энергии через оперативный персонал Сетевой организации в отношении следующих энергообъектов потребителей электрической энергии:

- подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ и к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ;
- ответственных подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП Сетевой организации.

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

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 электрической энергии соответственно, в порядке и сроки, определяемые положением о взаимодействии, утвержденным ДЦ и Сетевой организацией в соответствии с пунктом 2.3 настоящего Соглашения.<sup>6</sup>

Изменение схемы и порядка информационного обмена между потребителями электрической энергии, указанными в первом абзаце настоящего пункта Соглашения,

---

<sup>5</sup> Указываются наименование подразделений Сетевой организации, выполняющих функции технологического управления (ведения) при взаимодействии с соответствующими потребителями электрической энергии.

<sup>6</sup> 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.

и Сетевой организацией в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с ДЦ, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с ДЦ.

2.13. При осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению приоритетными являются организация и осуществление между Сторонами при наличии технической возможности автоматизированного обмена технологической информацией в соответствии с национальными стандартами, указанными в пунктах 5.8 – 5.10, 5.45, 5.46, 5.60 Приложения № 1 к настоящему Соглашению. Порядок и профиль такого информационного обмена определяются по согласованию между Сторонами.

Предоставление Сетевой организацией в диспетчерские центры Системного оператора информации о технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования в соответствии с Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 (далее – Правила предоставления информации), осуществляется в формате, соответствующем требованиям национального стандарта, указанного в пункте 5.8 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, и в соответствии с профилями информационной модели, предусмотренными национальными стандартами, указанными в пунктах 5.9 и 5.10 Приложения № 1 к настоящему Соглашению

### **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. Осуществлять планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствии с Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 (далее – ПТФ), и нормативными правовыми актами Минэнерго России, утверждаемыми в соответствии с ПТФ. Обеспечивать реализацию мер, необходимых для осуществления планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 854 (далее – Правила ОДУ).

3.1.2. Осуществлять расчет электроэнергетических режимов энергосистемы, определять допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях и по ЛЭП, находящимся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ, осуществлять регулирование частоты электрического тока и перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и по вышеуказанным ЛЭП.

3.1.3. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционные зоны ДЦ (схемы для нормального режима энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений подстанций Сетевой организации, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации, в соответствии с Требованиями к графическому исполнению нормальных (временных нормальных) схем электрических соединений объектов электроэнергетики и порядку их

согласования с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 16.08.2019 № 854 (далее – Требования к графическому исполнению схем).

3.1.4. Задавать и контролировать выполнение графиков напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных ДЦ в соответствии с требованиями ПТФ, с указанием уровней и (или) диапазонов напряжения в них.

Корректировать (при наличии возможности по условиям функционирования энергосистемы и в пределах, определенных с учетом требований документов, указанных в пункте 5.1 настоящего Соглашения) график напряжения в контрольных пунктах ДЦ при получении от Сетевой организации запроса о возможности корректировки указанного графика для обеспечения допустимых напряжений в точке технологического присоединения электроустановок потребителя электрической энергии к электрической сети 110 кВ.

3.1.5. Осуществлять расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), определять объемы, места размещения, места реализации управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с разделом 10 настоящего Соглашения.

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

3.1.7. Определять требования к графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики аварийного ограничения), выдавать задания на разработку графиков 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 Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290 (далее – Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения), по разработке и применению графиков аварийного ограничения.

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

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 и распоряжения, соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от ДЦ.

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. Поддерживать в актуальном состоянии данные о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, в том числе данные о

длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования в зависимости от их технического состояния, данные об отключающей способности выключателей. Предоставлять в ДЦ информацию о технических параметрах и характеристиках, паспортных данных ЛЭП и оборудования.

При определении перегрузочной способности трансформаторного оборудования, установленного на подстанциях Сетевой организации, ее поддержании и предоставлении в ДЦ информации о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке трансформаторов (автотрансформаторов) руководствоваться Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

Осуществлять контроль токовой загрузки ЛЭП и оборудования подстанций и информировать ДЦ в случае их перегрузки.

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 Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения. Осуществлять в порядке, определенном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения, 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.

В случае недостаточности текущих объемов аварийных ограничений со временем отключения, заданным ДЦ, в том числе по причине невозможности дистанционного ввода графиков временного отключения потребления с подстанций Сетевой организации, обеспечивать разработку, согласование с ДЦ и реализацию соответствующих планов-графиков мероприятий в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

3.2.6. Предоставлять ДЦ информацию о схемах электрических соединений подстанций и элементах электрической сети Сетевой организации, информацию о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, указанную в пункте 3.2.3 настоящего Соглашения, 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 Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (далее – ПТЭ), Требованиями к графическому исполнению схем разрабатывать (актуализировать), представлять на согласование в ДЦ и утверждать нормальные (временные нормальные) схемы электрических соединений подстанций Сетевой организации, в состав которых входят объекты 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 5.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

3.3. При невыполнении требований по разработке и применению графиков аварийного ограничения, определенных Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения, 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 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:

3.5.1. Запрашивать у ДЦ и не позднее 5 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 лиц, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ и технологическом ведении оперативного персонала Сетевой организации, а также иную информацию, необходимую для выполнения требований настоящего Соглашения.

3.5.2. Обращаться к ДЦ с запросом о возможности корректировки графика напряжения в контрольных пунктах ДЦ для обеспечения допустимых напряжений в точке технологического присоединения электроустановок потребителя электрической энергии к электрической сети 110 кВ при невозможности требуемого регулирования напряжения средствами Сетевой организации и использовании в полном объеме всех доступных Сетевой организации мероприятий по регулированию напряжения, в том числе в прилегающей электрической сети.

#### **4. Порядок взаимодействия Сторон при изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП и оборудования**

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, технического обслуживания комплексов и устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86 (далее – Правила вывода в ремонт), и порядком формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации, утвержденным ДЦ в соответствии с пунктом 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 Правил вывода в ремонт и в установленном ДЦ порядке представляет на рассмотрение в ДЦ предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации Сетевой организации.

В случае если при утверждении сводного годового графика ремонта сроки вывода в ремонт объектов диспетчеризации были изменены ДЦ по сравнению со сроками, содержащимися в предложениях Сетевой организации, Сетевая организация вправе обратиться в ДЦ за разъяснением причин, а ДЦ обязано представить письменное мотивированное разъяснение с указанием причин технологического характера, послуживших основанием для принятия такого решения, в течение 20 дней со дня получения соответствующего запроса.

4.3. ДЦ осуществляет согласование изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния 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 о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации Сетевой организации и подготовке к началу операций по включению их в работу в сроки аварийной готовности, определенные в диспетчерской заявке.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния 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 электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения, а также передачу этим потребителям электрической энергии от ДЦ согласований (отказов в согласовании) диспетчерских заявок.

Решение об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа, а также перечень условий, при выполнении которых вывод в ремонт объекта диспетчеризации может быть согласован.

4.4. При организации и производстве переключений в электроустановках, в

том числе 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 Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757 (далее – Правила переключений в электроустановках), и инструкций по производству переключений в электроустановках, указанных в пунктах 2.8, 4.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, разработанных и утвержденных в соответствии с данными Правилами.

4.5. При планируемом выводе Сетевой организацией объектов электросетевого хозяйства, входящего в их состав оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, из эксплуатации Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, установленном Правилами вывода в ремонт и регламентом, указанным в п. 1.2 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 при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы в операционной зоне ДЦ (далее – нарушения нормального режима) и технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, определяется ПТФ, Правилами ОДУ, требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 (далее – Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима), и соответствующей инструкцией, разрабатываемой и утверждаемой ДЦ в соответствии с указанными нормативными правовыми актами (пункт 2.4 Приложения № 1 к настоящему Соглашению).

5.2. Порядок действий оперативного персонала Сетевой организации при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима и технологических нарушений в работе объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации определяется Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и соответствующими инструкциями (пункт 3.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению), разработанными и утвержденными Сетевой организацией в соответствии с требованиями Правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима с учетом требований вышеуказанных инструкций ДЦ. Указанные инструкции Сетевой организации подлежат согласованию с ДЦ в части порядка самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.

5.3. При возникновении или угрозе возникновения повреждения ЛЭП или

оборудования объекта электроэнергетики и вследствие фактического достижения недопустимых по величине и длительности значений параметров технологического режима их работы, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни 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 указанных в настоящем пункте 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 электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения), произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, оперативный персонал Сетевой организации обязан незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу ДЦ с указанием состава изменений, сработавших устройств РЗА в соответствии с их функциональным назначением и причин, вызвавших их срабатывание.

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

5.5. ДЦ объявляет о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (далее – РВР) на территории операционной зоны ДЦ при наличии оснований, предусмотренных Правилами ОДУ.

В этом случае:

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

5.5.2. ДЦ уведомляет Сетевую организацию о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении потребителей электрической энергии и необходимости принятия мер превентивного характера.

5.5.3. Созыв заседания регионального штаба по обеспечению безопасности электроснабжения, согласование с указанным штабом и принятие решений о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР, а также предоставление информации, необходимой для принятия таких решений, осуществляются в порядке, установленном Правилами ОДУ и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 86.

5.6. При переходе энергосистемы в операционной зоне ДЦ на работу в вынужденном режиме ДЦ уведомляет Сетевую организацию (ее оперативный персонал) об этом в порядке, установленном Правилами перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условиями работы в вынужденном режиме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 99 (далее – Правила

перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме).

При получении от ДЦ (его диспетчерского персонала) указанного уведомления Сетевая организация обязана соблюдать условия, ограничения и запреты, установленные ДЦ при принятии соответствующего решения, в соответствии с Правилами перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме.

## **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 генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики и схемы и программы развития электроэнергетических систем России.

Сетевая организация предоставляет исходные данные, необходимые для разработки указанных документов перспективного развития электроэнергетики, участвует в их общественном обсуждении и реализации схемы и программы развития электроэнергетических систем России в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, и Правилами предоставления информации.

6.2. Сетевая организация обязана:

6.2.1. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям Сетевой организации в случаях, установленных Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861 (далее – Правила технологического присоединения), представлять на согласование в ДЦ проекты технических условий на технологическое присоединение указанных объектов (устройств) и вносимые в них изменения.

6.2.2. При строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении (далее – реконструкция)) объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации и их технологическом присоединении к электрическим сетям представлять на согласование в ДЦ техническое задание на разработку проектной документации и разработанную проектную документацию на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и выше и вносимые в них изменения, а также документацию на создание (модернизацию) РЗА в соответствии с Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556 (далее – Правила создания (модернизации) РЗА).

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 пункте 1.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.2.3. Для ввода в работу построенных (реконструированных, модернизированных, технически перевооруженных) объектов электросетевого

хозяйства Сетевой организации номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и (или) комплексов и устройств РЗА, СДТУ обеспечить выполнение требований Правил технологического присоединения, ПТФ, Правил ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденных приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 7, и иных нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе:

6.2.3.1. 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.

6.2.3.2. Разрабатывать в соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках и представлять в ДЦ на согласование комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП (в том числе оборудования подстанций и ЛЭП потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 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. Системный оператор осуществляет в порядке, предусмотренном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, рассмотрение проекта инвестиционной программы Сетевой организации, вносимых в инвестиционную программу изменений и осуществляет подготовку замечаний и предложений к проекту инвестиционной программы (вносимых в нее изменений) и направление указанных замечаний и предложений в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти или исполнительные органы субъектов Российской Федерации.

Сетевая организация при проведении мероприятий по разработке и согласованию проекта инвестиционной программы (вносимых в инвестиционную программу изменений) взаимодействует с ДЦ в части предоставления необходимых документов для подготовки Системным оператором заключения, а также устранения замечаний Системного оператора (при их наличии).

6.4. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям Сетевой организации ДЦ участвует в формировании, согласовании и проверке выполнения включаемых в технические условия технических требований, обеспечивающих работу присоединяемых объектов (устройств) в составе ЕЭС России, в порядке, определенном Правилами технологического присоединения и регламентом, указанным в пункте 1.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

6.5. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и

необходимых для обеспечения их функционирования СДТУ, Стороны обязаны руководствоваться ПТФ, Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 (далее – Требования к каналам связи для функционирования РЗА), Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546 (далее – Требования к функционированию РЗА), Правилами создания (модернизации) РЗА, а также положениями регламента, указанного в пункте 1.2 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, Приложения № 4 к настоящему Соглашению и требованиями соответствующих национальных стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов.

6.6. Системный оператор осуществляет формирование и поддержание в актуальном состоянии цифровых информационных и перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем. Системный оператор обязан:

6.6.1. Предоставлять Сетевой организации доступ к фрагментам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем в части сведений об объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации в соответствии с Порядком раскрытия (предоставления) цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и цифровых информационных моделей объектов электроэнергетики или их фрагментов, утвержденным приказом Минэнерго России от 31.10.2025 № 1429 (далее - Порядок раскрытия (предоставления) ИМ), и Порядком раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики, утвержденным приказом Минэнерго России от 17.02.2023 № 82 (далее – Порядок предоставления ПИМ и ПРМ).

6.6.2. Предоставлять Сетевой организации в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ и при соблюдении предусмотренных им условий перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты для выполнения расчетов установившихся режимов, статической устойчивости и расчетов токов короткого замыкания в целях разработки документации, указанной в Порядке предоставления ПИМ и ПРМ.

6.7. Системный оператор обязан предоставлять Сетевой организации доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком и условиями доступа органов государственной власти и субъектов электроэнергетики к картам-схемам развития электроэнергетических систем, утвержденными приказом Минэнерго России от 01.03.2024 № 161 (далее – Порядок доступа к картам-схемам развития энергосистем).

6.8. Сетевая организация вправе:

6.8.1. Запрашивать и получать доступ к фрагментам цифровых информационных моделей электроэнергетических систем в части информации об

объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации в соответствии с Порядком раскрытия (предоставления) ИМ и Порядком предоставления ПИМ и ПРМ;

6.8.2. Запрашивать у Системного оператора и получать перспективные расчетные модели электроэнергетических систем или их фрагменты в целях проведения расчетов и разработки документации, указанной в Порядке предоставления ПИМ и ПРМ, в соответствии с Порядком предоставления ПИМ и ПРМ;

6.8.3. Запрашивать у ДЦ и получать иную информацию, необходимую для разработки предложений в отношении перечня замещающих мероприятий, в объеме, порядке и сроки, предусмотренные Правилами вывода в ремонт.

6.8.4. Запрашивать у Системного оператора и получать доступ к картам-схемам развития электроэнергетических систем в соответствии с Порядком доступа к картам-схемам развития энергосистем.

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

7.1. Сетевая организация обязана 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, предусмотренные ПТЭ, иными нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

7.2. Системный оператор вправе осуществлять, в том числе (по согласованию с Сетевой организацией) с выездом на подстанции, контроль выполнения Сетевой организацией требований по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.3. Представители Системного оператора вправе принимать участие в качестве контролирующих лиц в проводимых Сетевой организацией:

- противоаварийных тренировках по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии (специализированные тренировки);

- подстанционных противоаварийных тренировках, проводимых на рабочем месте оперативного персонала, - в рамках периодического ознакомления диспетчерского персонала РДУ (ОДУ) с объектами электроэнергетики.

7.4. Сетевая организация обязана:

7.4.1. Поддерживать ЛЭП, оборудование подстанций, устройства РЗА и СДТУ Сетевой организации в эксплуатационной готовности и обеспечивать их работоспособность в соответствии с документами, указанными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению, и нормативными документами.

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

7.4.3. 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.

7.4.4. Принимать участие в проводимых Системным оператором

межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках.

7.4.5. В соответствии с Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 22.09.2020 № 796, обеспечивать возможность посещения диспетчерским и иным дежурным персоналом Системного оператора ЦУС и объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации в целях ознакомления с особенностями их функционирования в порядке, установленном положениями о технологическом взаимодействии, утверждаемыми в соответствии с пунктом 2.3 настоящего соглашения.

7.5. Взаимодействие Сторон при организации и проведении межсистемных, общесистемных и специализированных противоаварийных тренировок должно осуществляться в порядке, установленном Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.01.2021 № 27.

7.6. При планируемом изменении юридического лица, осуществляющего эксплуатационное обслуживание, включая оперативное обслуживание, ЛЭП и подстанций Сетевой организации, в состав которых входят объекты диспетчеризации, Сетевая организация не менее чем за 2 месяца до передачи функций по эксплуатационному обслуживанию другому лицу письменно уведомляет об этом ДЦ. Сетевая организация обязана предоставить в ДЦ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатационному обслуживанию соответствующих ЛЭП и подстанций между Сетевой организацией и таким лицом и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

7.7. При организации и проведении плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных ЛЭП и воздушных участков кабельно-воздушных ЛЭП (далее – ВЛ) Системный оператор и Сетевая организация руководствуются Требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.12.2018 № 1185.

Сетевая организация обязана предоставлять в ДЦ:

- карты районирования по гололеду, используемые Сетевой организацией, с указанием проектных и фактических данных по районам климатических условий по гололеду по трассам прохождения ВЛ;

- следующую оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше в течение 24 часов с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений, параметры которых соответствуют IV и выше району по гололеду:

- в отношении ЛЭП или их участков, не оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, – места образования выявленных гололедно-изморозевых отложений, размеры, толщину стенки, плотность и вид гололедно-изморозевых отложений, скорость ветра и температура окружающего воздуха в месте их образования;

- в отношении ЛЭП или их участков, оснащенных автоматизированной системой мониторинга гололедообразования, – весовую нагрузку отложений, а при наличии данных – также информацию о скорости ветра, температуре и влажности окружающего воздуха в местах установки датчиков мониторинга гололедообразования.

7.8. При проведении расчетов токов короткого замыкания (далее – ТКЗ),

предоставлении информации для расчета ТКЗ, осуществлении проверки соответствия оборудования расчетным уровням ТКЗ, разработке, согласовании и реализации на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации мероприятий по ограничению уровней ТКЗ и (или) замене необходимого оборудования для обеспечения его соответствия уровням ТКЗ, а также реализации оперативных мероприятий схемного и режимного характера по ограничению ТКЗ Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, установленном Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 5.

## **8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике**

8.1. Системный оператор при получении оперативной информации об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике (далее – аварии и инциденты соответственно), организации и проведении расследований причин аварий и инцидентов, ведении отраслевой базы аварийности в электроэнергетике и осуществлении систематизации информации об авариях и инцидентах первой категории осуществляет взаимодействие с Сетевой организацией в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.09.2025 № 1489 (далее – Правила расследования), и приказом Минэнерго России от 30.09.2025 № 1214, устанавливающим порядок передачи оперативной информации об авариях и инцидентах, формы актов по результатам расследования причин аварий и инцидентов, формы отчетов об авариях и инцидентах и требования к их заполнению (далее – приказ Минэнерго России № 1214).

8.2. Сетевая организация:

8.2.1. Обеспечивает организацию и проведение расследования причин аварий и инцидентов на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации, участвует в расследовании причин аварий и инцидентов первой категории в составе комиссий, создаваемых территориальными органами Ростехнадзора или иными субъектами электроэнергетики, оформляет акты расследования причин аварий и инцидентов первой категории на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и представляет их в отраслевую базу аварийности в электроэнергетике, осуществляет разработку и выполнение противоаварийных мероприятий, представляет информацию об их выполнении и отчеты об авариях и инцидентах в соответствии с Правилами расследования и приказом Минэнерго России № 1214.

8.2.2. Выполняет мероприятия, направленные на повышение надежности функционирования объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, разработанные совместно с Системным оператором или по согласованию с ним по результатам анализа основных причин аварийности на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации.

8.2.3. Осуществляет в соответствии с приказом Минэнерго России № 1214 и иными нормативными правовыми актами передачу в ДЦ оперативной информации об авариях, инцидентах и иных нештатных ситуациях на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения. Системный оператор дополнительно информирует Сетевую организацию о критериях аварий, инцидентов

и иных нештатных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения, информация о которых подлежит передаче в ДЦ в соответствии с требованиями нормативных правовых актов.

8.3. Системный оператор вправе запрашивать у Сетевой организации информацию о причинах и последствиях возникновения аварий и инцидентов на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения, после их локализации.

## **9. Организация обмена технологической информацией**

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 Соглашения), осуществляется 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 системами межмашинного обмена, посредством Web-обмена и электронной почты.

9.3. Сетевая организация обязана:

9.3.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых каналов связи между подстанциями, ЦУС и ДЦ для передачи в режиме реального времени диспетчерских 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 персонал Сетевой организации и персонал ДЦ (в пределах зоны эксплуатационной ответственности ДЦ) обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом на период до восстановления связи должны быть использованы любые доступные виды связи.

9.3.2. Привести ССПИ объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации в соответствие Техническим требованиям по организации обмена с ДЦ информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, указанным в Приложении № 4 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 электрической энергии, указанных в пункте 2.12 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 № 5 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 регламентом, 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 ПТФ, Правил создания (модернизации) РЗА, Требований к функционированию РЗА, Требований к оснащению устройствами РЗА, Требований к каналам связи для функционирования РЗА, Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555 (далее – Правила технического обслуживания РЗА), а также требований настоящего раздела и раздела 6 Соглашения и положений национальных стандартов, указанных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА, разработке и реализации мероприятий по повышению надежности их работы, предоставлении данных для анализа работы и устранения причин неправильного функционирования РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований ПТФ и Правил технического учета и анализа функционирования РЗА, утвержденных приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80, в том числе:

- определяют и обмениваются списками работников из числа административно-технического персонала, уполномоченных осуществлять обмен информацией для проведения технического учета РЗА и анализа функционирования РЗА, с указанием адресов электронной почты, с использованием которых осуществляется указанный информационный обмен, и уведомляют друг друга о внесенных в них изменениях;

- осуществляют в порядке, определенном в соответствии с пунктом 1.1 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, взаимодействие для обеспечения целостности и совместимости данных технического учета РЗА, обеспечения

взаимосогласованного внесения изменений в справочные данные, используемые для технического учета РЗА, устранения расхождений в таких данных у Сетевой организации и ДЦ, а также обеспечения корректной оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций РЗА и корректного распределения случаев неправильной работы по видам технических и организационных причин.

При выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗА Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с ПТФ и Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100, с учетом установленного в соответствии с ними распределения функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между ДЦ и Сетевой организацией.

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

10.2.1. Задаёт объёмы нагрузки потребителей электрической энергии, подключаемой под действие противоаварийной автоматики (далее – ПА), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР), распределяет их по территории своей операционной зоны и выдает соответствующие задания Сетевой организации в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

10.2.2. 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 присоединенных 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), подключенных под действие таких устройств АЧР.

10.2.3. Согласовывает разработанный Сетевой организацией в соответствии с пунктом 10.3.2 Соглашения перечень режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 220 кВ и 110 кВ, установленных на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации и объектах электроэнергетики потребителей электрической энергии, подключенных к ее электрическим сетям, исходя из обеспечения правильного функционирования устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняет ДЦ, по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА.<sup>7</sup>

10.2.4. Представляет в Сетевую организацию в отношении ЛЭП и оборудования подстанций Сетевой организации, а также энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 Соглашения:

---

<sup>7</sup> Если Сетевой организацией и ДЦ подписан Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ, то вместо пунктов 10.2.3, 10.3.2 Соглашения в пункте 10.1 Соглашения указывается, что при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с указанным Регламентом, а данный Регламент включается в раздел 1 Приложения № 1 к Соглашению в качестве обязательного для Сторон документа.

- перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет ДЦ;

- перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет ДЦ;

- перечень устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет ДЦ, с наличием рисков неправильной работы устройств релейной защиты в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ.

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. В соответствии с ПТЭ разрабатывать, согласовывать с ДЦ и утверждать перечень режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 220 кВ и 110 кВ, установленных на объектах электроэнергетики Сетевой организации и на объектах электроэнергетики потребителей электрической энергии, подключенных к ее электрическим сетям, и обеспечивать их работу в режимах заземления нейтралей, согласованных ДЦ в соответствии с пунктом 10.2.3 настоящего Соглашения, с учетом соблюдения требований нормативной документации, в том числе в части защиты изоляции нейтралей трансформаторов, защиты изоляции электросетевого оборудования, соответствия оборудования току короткого замыкания, а также правильного функционирования по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА, в отношении которых Сетевая организация выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

10.3.3. Учитывать информацию, полученную от ДЦ в соответствии с пунктом 10.2.4 настоящего Соглашения при:

- формировании и подаче в ДЦ предложений в сводные годовые графики ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств РЗА и подаче диспетчерских заявок;

- оценке работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций;

- формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования и формировании инвестиционных программ в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

Обеспечивать передачу информации, полученной от ДЦ в соответствии с пунктом 10.2.4 настоящего Соглашения, указанным в пункте 2.12 настоящего Соглашения потребителям электрической энергии в отношении энергообъектов таких потребителей.

10.3.4. Выполнять задания ДЦ по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки под действие ПА, 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 электрической энергии совершает самостоятельно).

10.3.6. Разрабатывать графики подключения энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, 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 электрической энергии под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки, с указанием величины отключаемой мощности и объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации, подключенных под действие указанной автоматики.

10.3.8. В соответствии с Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения предоставлять в ДЦ информацию о выполнении заданий по параметрам настройки АЧР, о прогнозных объемах управляющих воздействий АЧР в предстоящий осенне-зимний период, а также сведения о настройке и объемах управляющих воздействий АЧР и иных видов ПА по данным контрольных и внеочередных замеров.

10.3.9. 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 электрической энергии, указанными в пункте 10.2.2 настоящего Соглашения, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на энергообъектах таких потребителей электрической энергии. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с ДЦ сроки.

10.3.10. При организации, планировании, подготовке и проведении технического обслуживания устройств и комплексов РЗА обеспечивать выполнение требований Правил технического обслуживания РЗА. По запросу ДЦ представлять информацию о переходе на техническое обслуживание устройств РЗА по состоянию и о мероприятиях, реализуемых Сетевой организацией при данном виде организации технического обслуживания 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 течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера по форме, установленной Правилами предоставления информации.

11.5. ДЦ, при необходимости, по запросу, обеспечивает передачу Сетевой организации данных о величине потребления энергосистемы по данным контрольного (внеочередного) замера для расчета фактических доступных объемов графиков временного отключения потребления.

## **12. Ответственность Сторон**

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

12.2. Убытки, причиненные Сетевой организации действиями (бездействием) Системного оператора, действовавшего с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с 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 условий Соглашения**

13.1. Настоящее Соглашение может быть изменено по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему.

13.2. Если после заключения настоящего Соглашения принят федеральный

закон или иной нормативный правовой акт в сфере электроэнергетики, устанавливающий обязательные для Сторон правила, иные, чем те, которые действовали при заключении настоящего Соглашения, Стороны должны привести настоящее Соглашение в соответствие с вновь принятым федеральным законом или иными нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики.

До внесения изменений в настоящее Соглашение в целях приведения его условий в соответствие с федеральным законом или иными нормативными правовыми актами в сфере электроэнергетики, принятыми после заключения настоящего Соглашения, условия настоящего Соглашения применяются к отношениям Сторон в части, не противоречащей указанным федеральному закону или иным нормативным правовым актам, начиная с момента вступления положений соответствующих актов в силу.

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:

- не менее чем за 2 месяца письменно уведомить Системного оператора о планируемом заключении указанного договора;

- предоставить в ДЦ копию договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства Сетевой организации, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств объекта электроэнергетики между Сетевой организацией и организацией по управлению ЕНЭС и порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

При необходимости Стороны вносят в настоящее Соглашение соответствующие изменения.

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 или безвозмездное пользование, 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 2 месяца письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства;

- уведомить Приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению;

- направить в ДЦ копии документов, подтверждающих переход права собственности или иного права на соответствующие объекты электросетевого хозяйства к приобретателю, в течение 10 календарных дней со дня подписания таких документов.

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, утвержденным уполномоченным органом управления Сетевой организации, с момента завершения реорганизации.

13.5. При планируемой смене юридического или физического лица, осуществляющих все или часть функций по эксплуатации объекта электросетевого хозяйства Сетевой организации, Сетевая организация обязана:

– не менее чем за 2 месяца до передачи функций по эксплуатации объекта электросетевого хозяйства другому лицу письменно уведомить об этом Системного оператора;

– предоставить в ДЦ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующего объекта электросетевого хозяйства между Сетевой организацией и другим лицом, а также порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

13.6. В случае определения Сетевой организации в качестве системообразующей территориальной сетевой организации (далее – СТСО) и передаче ей во временное владение и пользование объектов электросетевого хозяйства на основании договора о порядке ликвидации на основании решений штаба по обеспечению безопасности электроснабжения последствий аварийных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства, а также об использовании объектов электросетевого хозяйства в случае несоответствия владельца объектов электросетевого хозяйства критериям отнесения к территориальным сетевым организациям (далее – ТСО), установленным Правительством Российской Федерации, или его отказа от осуществления деятельности в качестве ТСО для оказания услуг по передаче электрической энергии либо технологического присоединения энергопринимающих устройств или объектов электроэнергетики или на основании соглашения между СТСО, ТСО, собственником принадлежащих ТСО объектов электросетевого хозяйства (если у ТСО отсутствуют права на передачу прав владения и пользования объектами электросетевого хозяйства), а также штабом по обеспечению безопасности электроснабжения уведомить ДЦ, к объектам диспетчеризации которого относятся ЛЭП, оборудование и устройства таких объектов электросетевого хозяйства, о принятии их во временное владение и пользование Сетевой организации не позднее чем за 30 дней до планируемого дня передачи указанных объектов электросетевого хозяйства, а также не позднее 5 рабочих дней со дня фактической передачи таких объектов Сетевой организации.<sup>8</sup>

13.7. В случае передачи в безвозмездное владение и пользование Сетевой организации объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности субъектов Российской Федерации или муниципальных образований, уведомить ДЦ, к объектам диспетчеризации которых относятся ЛЭП, оборудование и устройства таких объектов электросетевого хозяйства, о принятии их во владение и пользование Сетевой организации не позднее чем за 30 дней до планируемого дня передачи указанных объектов электросетевого хозяйства, а также не позднее 5 рабочих дней со дня фактической передачи таких объектов Сетевой организации.

---

<sup>8</sup> Пункт включается в Соглашение, заключаемое с сетевой организацией на территории субъекта РФ, владеющей ЛЭП 110 кВ и выше сумма протяженности которых по трассе является наибольшей в пределах субъекта РФ.

## **14. Разрешение споров**

14.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, Стороны будут стремиться разрешать в досудебном порядке.

14.2. Споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, могут быть переданы Стороной на разрешение арбитражного суда по истечении 30 календарных дней со дня направления претензии (требования) другой Стороне.

14.3. Споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, не урегулированные Сторонами в досудебном порядке, подлежат разрешению в Арбитражном суде \_\_\_\_<sup>9</sup>.

## **15. Срок действия Соглашения**

15.1. Настоящее Соглашение вступает в силу с момента его заключения Сторонами и действует до окончания отнесения принадлежащих Сетевой организации объектов электроэнергетики или входящих в их состав оборудования, устройств к объектам диспетчеризации.

## **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. Настоящее Соглашение составлено в электронной форме и подписано усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченных лиц обеих Сторон посредством электронного документооборота через оператора электронного документооборота или составлено и подписано в двух экземплярах на бумажном носителе, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон. Форма заключения Соглашения определяется Сторонами на этапе подписания 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. Технические требования по организации обмена с ДЦ информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России.

17.5. Приложение № 5. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации

---

<sup>9</sup> Определяется по месту нахождения ОДУ.

при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации.

### 18. Реквизиты Сторон:<sup>10</sup>

**Системный оператор:**

АО «СО ЕЭС»

ОГРН \_\_\_\_\_

ИНН \_\_\_\_\_

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ

\_\_\_\_\_

**Сетевая организация:**

\_\_\_\_\_

ОГРН \_\_\_\_\_

ИНН \_\_\_\_\_

---

<sup>10</sup> В случае заключения Соглашения на бумажном носителе наименование раздела необходимо изложить в редакции «Реквизиты и подписи Сторон», а в соответствующие таблицы необходимо добавить строки для указания подписанта, место для подписи и информации о дате подписания.

**Перечень основных документов,  
определяющих порядок технологического взаимодействия  
Сетевой организации и ДЦ<sup>11</sup>**

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

1.1. Положение о технологическом взаимодействии РДУ и Сетевой организации.<sup>12</sup>

1.2. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при технологическом присоединении к электрическим сетям и строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации объектов электроэнергетики.

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

1.4. Регламент взаимодействия ДЦ и Сетевой организации при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ.<sup>13</sup>

**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.

---

<sup>11</sup> Перечень может быть дополнен по решению руководителя ОДУ.

<sup>12</sup> Указанный документ включается в приложение № 1 к Соглашению в случаях, указанных в примечании к пункту 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 пункте 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.

<sup>13</sup> Указанный документ включается в приложение № 1 к Соглашению в случае, указанном в примечании к пункту 10.2.3 Соглашения.

2.6. Порядок 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 линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА, типовые бланки переключений на вывод из работы (ввод в работу) которых должны быть согласованы с ДЦ.

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.<sup>14</sup>

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.

2.13. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.

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

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации.

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные 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 грозозащитных тросах линий электропередачи Сетевой организации, относящихся к объектам диспетчеризации.

3.5. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи Сетевой организации.

3.6. Перечни сложных устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации.

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

---

<sup>14</sup> Указанный документ включается в приложение № 1 к Соглашению в случае, если на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации производятся переключения для реализации схемы подачи напряжения.

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

5.1. 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, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 27.04.2023 № 279-ст).

5.2. 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).

5.3. ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое ограничение снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 28.12.2018 № 1181-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.01.2025 № 3-ст).

5.4. ГОСТ Р 57114-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1683-ст).

5.5. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» (утвержден приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.11.2021 № 1547-ст).

5.6. ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 291-ст).

5.7. ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст).

5.8. ГОСТ Р 58651.1-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Основные

положения» (утвержден приказом Росстандарта от 12.11.2019 № 1103-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1684-ст).

5.9. ГОСТ Р 58651.2-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Базисный профиль информационной модели» (утвержден приказом Росстандарта от 12.11.2019 № 1104-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1685-ст).

5.10. ГОСТ Р 58651.3-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110–750 кВ» (утвержден приказом Росстандарта от 24.11.2020 № 1145-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1686-ст).

5.11. ГОСТ Р 59371-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 109-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 11.04.2024 № 443-ст).

5.12. ГОСТ Р 59372-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.03.2021 № 110-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 758-ст).

5.13. ГОСТ Р 59373-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2025 № 1716-ст).<sup>15</sup>

5.14. ГОСТ Р 59384-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 09.07.2025 № 721-ст).

5.15. ГОСТ Р 58983-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей с высшим классом напряжения 110 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 575-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1397-ст).

---

<sup>15</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании распределительным устройством электростанции установленной генерирующей мощностью 100 МВт или более.

5.16. ГОСТ Р 58982-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 574-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1396-ст).

5.17. ГОСТ Р 58981-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 573-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1395-ст).

5.18. ГОСТ Р 58979-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 571-ст).

5.19. ГОСТ Р 58887-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110–220 кВ. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 569-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023 № 757-ст, с изменением № 2, утвержденным приказом Росстандарта от 25.11.2024 № 1762-ст).

5.20. ГОСТ Р 58980-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 572-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 15.11.2023 № 1394-ст).<sup>16</sup>

5.21. ГОСТ Р 58978-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 570-ст).<sup>17</sup>

5.22. ГОСТ Р 58886-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 330 кВ и выше. Функциональные требования» (утвержден приказом Росстандарта от 27.08.2020 № 568-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.08.2023

---

<sup>16</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

<sup>17</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

№ 756-ст, с изменением № 2, утвержденным приказом Росстандарта от 25.11.2024 № 1761-ст).<sup>18</sup>

5.23. ГОСТ Р 59232-2020 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2020 № 1219-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 18.11.2024 № 1691-ст).

5.24. ГОСТ Р 59233-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.12.2025 № 1635-ст).<sup>19</sup>

5.25. ГОСТ Р 59234-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.09.2025 № 1115-ст).<sup>20</sup>

5.26. ГОСТ Р 59364–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 213-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1227-ст).

5.27. ГОСТ Р 59365–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 214-ст).<sup>21</sup>

---

<sup>18</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

<sup>19</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ или выше. С учетом схемно-режимных особенностей соответствующей операционной зоны и планируемых к реализации проектов по созданию (модернизации) противоаварийной автоматике допускается включение данного пункта в соглашения с иными сетевыми организациями.

<sup>20</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ или выше. С учетом схемно-режимных особенностей соответствующей операционной зоны и планируемых к реализации проектов по созданию (модернизации) противоаварийной автоматике допускается включение данного пункта в соглашения с иными сетевыми организациями.

<sup>21</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ или выше.

5.28. ГОСТ Р 59366–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 215-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1228-ст).<sup>22</sup>

5.29. ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.06.2021 № 504-ст).

5.30. ГОСТ Р 59909-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Классификация» (утвержден приказом Росстандарта от 30.11.2021 № 1649-ст).

5.31. ГОСТ Р 59948-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1863-ст).

5.32. ГОСТ Р 59947-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления» (утвержден приказом Росстандарта от 27.12.2021 № 1862-ст).

5.33. ГОСТ Р 59979-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 21.01.2025 № 18-ст).

5.34. ГОСТ Р 57285-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проведение расчетов для определения возможности вывода из эксплуатации линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, относящихся к объектам диспетчеризации. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 19.04.2022 № 217-ст).

5.35. ГОСТ Р 70411-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения снижения напряжения. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 20.10.2022 № 1159-ст).

5.36. ГОСТ Р 70435-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматики ограничения повышения напряжения. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 25.10.2022 № 1183-ст).

---

<sup>22</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 220 кВ или выше.

5.37. ГОСТ Р 70592-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1597-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 294-ст).<sup>23</sup>

5.38. ГОСТ Р 70591-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциальная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1596-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 293-ст).

5.39. ГОСТ Р 70590-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1595-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 292-ст).<sup>24</sup>

5.40. ГОСТ Р 70593-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дифференциально-фазная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2022 № 1598-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 295-ст).

5.41. ГОСТ Р 70358-2022 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Требования к работе устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше в переходных режимах, сопровождающихся насыщением трансформаторов тока» (утвержден приказом Росстандарта от 29.12.2022 № 1682-ст).

5.42. ГОСТ Р 71489-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 08.07.2024 № 903-ст).<sup>25</sup>

5.43. ГОСТ Р 71170-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Проверка соответствия номинального тока отключения выключателей 110 кВ и выше расчетным уровням токов короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 25.12.2023 № 1630-ст).

5.44. ГОСТ Р 71077-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Дистанционное управление. Правила применения защищенных протоколов при организации информационного обмена» (утвержден приказом Росстандарта от 31.10.2023 № 1317-ст).

---

<sup>23</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

<sup>24</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

<sup>25</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

5.45. ГОСТ Р 58651.10-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели устройств релейной защиты и автоматики» (утвержден приказом Росстандарта от 02.03.2023 № 118-ст).

5.46. ГОСТ Р 58651.7-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели неоперативной технологической информации» (утвержден приказом Росстандарта от 14.03.2023 № 126-ст).

5.47. ГОСТ Р 70775-2023 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Направленная высокочастотная защита линий электропередачи классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 13.06.2023 № 375-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 296-ст).

5.48. ГОСТ Р 71527-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 25.07.2024 № 966-ст).

5.49. ГОСТ Р 71521-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Технические требования к системам накопления электроэнергии, работающим в составе энергосистемы» (утвержден приказом Росстандарта от 19.07.2024 № 945-ст).

5.50. ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» (утвержден приказом Росстандарта от 19.11.2019 № 1195-ст).

5.51. ГОСТ Р 71403-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Методические указания по определению параметров электромагнитных трансформаторов тока для обеспечения правильного функционирования релейной защиты в переходных режимах» (утвержден приказом Росстандарта от 02.07.2024 № 892-ст).

5.52. ГОСТ Р 71635-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 01.10.2024 № 1327-ст).

5.53. ГОСТ Р 71962-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Средства диспетчерского и технологического управления. Исполнительные схемы организации информационного обмена с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.03.2025 № 107-ст).

5.54. ГОСТ Р 72037-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Организация передачи доаварийной телеметрической информации в устройства противоаварийной автоматики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом

Росстандарта от 28.04.2025 № 370-ст).

5.55. ГОСТ Р 72038-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов) классов напряжения 110–220 кВ. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 28.04.2025 № 371-ст).

5.56. ГОСТ Р 72197-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика автотрансформаторов (трансформаторов) классом напряжения 330 кВ и выше. Испытания» (утвержден приказом Росстандарта от 09.07.2025 № 720-ст).<sup>26</sup>

5.57. ГОСТ Р 71879-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные для защиты с нормируемой погрешностью в переходных режимах и с ограниченным остаточным потокосцеплением. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях» (утвержден приказом Росстандарта от 17.12.2024 № 1928-ст).

5.58. ГОСТ Р 72436-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная защита линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше, имеющих питание с двух и более сторон. Методика расчета и выбора параметров настройки» (утвержден приказом Росстандарта от 05.12.2025 № 1641-ст).

5.59. ГОСТ Р 72289-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматизированные системы мониторинга функционирования и анализа работы микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.09.2025 № 1042-ст).

5.60. ГОСТ Р 58651.11-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Информационная модель электроэнергетики. Профиль информационной модели для задач расчета установившегося режима и расчета токов короткого замыкания» (утвержден приказом Росстандарта от 23.12.2024 № 1966-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 вопросов, указанных в пункте 5.2 настоящего Соглашения.

3. Документ, указанный в пункте 2.3 настоящего приложения, направляется Сетевой организации только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электроэнергетики, в составе и объеме, определенном ДЦ.

---

<sup>26</sup> Пункт включается в раздел 5 настоящего приложения в случае заключения Соглашения с сетевой организацией, владеющей на праве собственности или ином законном основании объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 330 кВ или выше.

**Перечень, передаваемой Сетевой организацией в ДЦ основной информации, необходимой для осуществления Системным оператором функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике**

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

2. Информация в соответствии с перечнем информации, установленным Правилами предоставления информации, – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанными Правилами предоставления информации.

3. Телеметрическая информация, предоставляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена с ДЦ информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (Приложение № 4 к Соглашению).

4. Данные автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии, 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. Другая информация, необходимая ДЦ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России и проектирования развития электроэнергетических систем, 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.

**Перечень телеметрической информации, передаваемой ДЦ в Сетевую организацию для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей Сетевой организации<sup>27</sup>**

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 110 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;
- Номер положения анцапф РПН трансформаторов (автотрансформаторов) 110 кВ и выше и линейных регуляторов;
- Обобщенная телесигнализация (ТС) срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

2.3. Телеметрическую информацию значения фактического потребления энергосистемы операционной зоны РДУ для расчета фактических доступных объемов графиков временного отключения потребления.

3. Передача Сетевой организации телеметрической информации, указанной в пункте 2 настоящего Перечня, осуществляется ДЦ на основании соответствующего

---

<sup>27</sup> Необходимость наличия приложения № 3 к заключаемым ДЦ соглашениям о технологическом взаимодействии определяется ДЦ

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.

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 подстанций 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.

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**  
**по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой**  
**для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России**

**1. Общие положения**

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется на основе обмена между Сетевой организацией, подстанциями Сетевой организации и ДЦ следующими видами технологической информации:

- телеинформация о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (телеизмерения (ТИ) и телесигнализация (ТС), в том числе аварийно-предупредительная сигнализация (АПТС));
- команды дистанционного управления;
- параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики;
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- информация об аварийных событиях и процессах;
- информация, передаваемая посредством телефонной связи для оперативных переговоров.

1.2. Обмен технологической информацией между подстанциями и ДЦ, указанной в пункте 1.1 настоящих Технических требований по организации обмена с диспетчерскими центрами информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России (далее – Технические требования), обеспечивается системами сбора и передачи информации подстанций (далее – ССПИ).

В общем случае ССПИ могут состоять из следующих систем:

- систем сбора и передачи информации о технологических режимах работы линий электропередачи, оборудования и устройств, сигналов дистанционного управления;
- специализированных систем сбора и передачи телеизмерений параметров электроэнергетического режима, параметров настройки режимной и противоаварийной автоматики, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления;
- систем сбора и передачи информации об аварийных событиях и процессах;
- систем телефонной связи для оперативных переговоров.

Функции, выполняемые перечисленными выше системами, могут реализовываться в АСУ ТП подстанции.

1.3. В рамках существующей ССПИ (до ее модернизации) должны обеспечиваться сбор и передача в ДЦ существующего (передаваемого) объема необходимой для ДЦ телеинформации.

1.4. В рамках модернизации ССПИ Сетевой организации необходимо организовать:

1.4.1. Сбор и передачу в ДЦ:

– телеинформации в соответствии с требованиями раздела 2.6 настоящих Технических требований и перечнем точек измерения и состава телеинформации, определяемым ДЦ на основании типового состава телеинформации, указанного в разделе 2.1 настоящих Технических требований;

– информации об аварийных событиях и процессах в соответствии с требованиями раздела 2.3 настоящих Технических требований;

– информации для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с требованиями раздела 2.7 настоящих Технических требований.

1.4.2. Прием из ДЦ и выполнение команд дистанционного управления в соответствии с требованиями раздела 2.2 настоящих Технических требований;

1.4.3. Цифровые каналы связи в соответствии с требованиями разделов 2.4, 2.7 настоящих Технических требований.

1.4.4. Телефонную связь для оперативных переговоров в соответствии с требованиями раздела 2.5 настоящих Технических требований.

1.5. Ретрансляция в ДЦ телеинформации, поступающей в Сетевую организацию с энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в пункте 2.12 настоящего Соглашения, должна осуществляться Сетевой организацией с соблюдением настоящих Технических требований.

## **2. Требования к 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. ТИ действующих значений каждого междуфазного напряжения от всех трансформаторов напряжения (ТН) 110 кВ и выше распределительных устройств подстанции. При наличии на ЛЭП однофазных ТН – действующие значения каждого фазного напряжения на ЛЭП.

2.1.2. ТИ действующего значения одного междуфазного напряжения от ТН секций (систем) шин ниже 110 кВ, отнесенных к объектам диспетчеризации.

2.1.3. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждой ЛЭП 110 кВ и выше. Для ЛЭП ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.4. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по стороне высшего, среднего и низшего напряжений, номер положения анцапф РПН каждого автотрансформатора и трехобмоточного трансформатора со стороны высшего напряжения 220 кВ и выше. ТИ тока в одной фазе общей обмотки – для автотрансформаторов, к стороне низшего напряжения которых присоединены источники активной или реактивной мощности.

2.1.5. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности по стороне высшего напряжения двухобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше и трехобмоточных трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ. Для трансформаторов со стороны высшего напряжения ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.6. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше.

2.1.7. ТИ действующего значения тока в одной фазе, реактивной мощности средств компенсации реактивной мощности (синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей статических конденсаторов и т.п.) установленной мощностью 5 МВАр и более. ТИ тока в одной фазе передаются только для управляемых средств компенсации реактивной мощности.

2.1.8. ТИ частоты электрического тока от ТН секций (систем) шин 110 кВ и выше.

2.1.9. ТИ перетоков активной мощности каждого присоединения, отключаемого действием ПА (кроме АЧР).

2.1.10. ТИ неэлектрических параметров с определенных ДЦ подстанций (температура наружного воздуха, скорость ветра, толщина стенок гололеда, весовые и ветровые нагрузки на провода, расстояние до места повреждения и т.п.).

2.1.11. Текущая температура наружного воздуха, используемая АОПО для автоматического расчета уставок и фактически рассчитанные АОПО текущие значения токовой уставки ступеней (указанные параметры передаются при наличии устройств РЗА с функцией АОПО, имеющих возможность автоматического изменения уставок в зависимости от температуры наружного воздуха, измеренной датчиками температуры, установленными в метеорологической будке).

2.1.12. ТС положения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей, отделителей) и заземляющих разъединителей (ЗН) 110 кВ и выше. ТС положения выключателей 110 кВ и выше по каждой фазе – при наличии сигналов на подстанции. Телесигнализация положения выключателей ниже 110 кВ – только для объектов диспетчеризации.

2.1.13. ТС текущего состояния режима выбора уставок АОПО (ручной / автоматический).

2.1.14. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше подстанции Сетевой организации в объеме, указанном в таблице 1 настоящих технических требований.

Таблица 1

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
1	Неисправность выключателя: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления выключателем, включающий: – неисправность (неготовность) цепей управления; – неготовность привода; – недопустимое отклонение плотности элегаза (для элегазовых выключателей, КРУЭ)
2	Срабатывание основных РЗ присоединения: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – АТ (Т), соответствующих критериям отнесения АТ	ЛЭП – сигналы по каждому устройству и функции. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей. Т (АТ) – обобщенный сигнал, фиксирующий срабатывание основных защит АТ (Т). Формируется при действии основных защит (ДЗТ, ГЗ, КИВ) на отключение АТ (Т). Данный сигнал не должен формироваться при действии технологической автоматики (технологических защит) на отключение АТ (Т).

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
	(Т) к объектам диспетчеризации; – всех ЛЭП, АТ (Т) – для целей ДУ из ДЦ	
3	Срабатывание резервных РЗ присоединения : – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – АТ (Т), соответствующих критериям отнесения АТ (Т) к объектам диспетчеризации; – всех ЛЭП, АТ (Т) – для целей ДУ из ДЦ	Сигналы по каждому устройству и функции с фиксацией срабатывания ступеней (зон), в том числе при действии по цепи оперативного или автоматического ускорения. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
4	Срабатывание РЗ присоединения УКРМ: – жестко подключенных (без выключателя) к ЛЭП, соответствующим критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех УКРМ – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал по каждому устройству основных и резервных РЗ. Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
5	Срабатывание РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ): – выполняющих функцию выключателя ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ) – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал по каждому устройству и функции с фиксацией срабатывания ступеней (зон).  Формируются при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
6	Ввод аварийной МТЗ: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех ЛЭП – для целей ДУ из ДЦ	При наличии аварийной МТЗ
7	Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С), соответствующих	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
	критериям отнесения к объектам диспетчеризации	
8	Срабатывание УРОВ: – выключателя ЛЭП и оборудования, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации, а также УРОВ НН АТ(Т); – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
9	Срабатывание устройства ПА, соответствующего критериям отнесения к объектам диспетчеризации	1. Сигнал срабатывания по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР, АОПН, АРПМ, АОСН. 2. Сигналы срабатывания ЛАПНУ по ступеням управляющих воздействий. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия
10	Неисправность устройства ПА, соответствующего критериям отнесения к объектам диспетчеризации	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию функций) по каждому устройству с функциями: ЛАПНУ, АОПО, АЛАР, АОПН, АОСН, ФОЛ (ФОТ, ФОСШ, ФОБ). Формируется при: – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности)
11	Неисправность УПАСК, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию функций) УПАСК. Формируется при аппаратной неисправности, неисправности канала связи, потере оперативного питания
12	Неисправность цепей напряжения РЗА: – устройств РЗА ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – устройств ПА, соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации; – устройств РЗА всех присоединений РУ – для целей ДУ из ДЦ	Сигнал при неисправности цепей напряжения от каждого из устройств РЗА со следующими функциями РЗА: – ЛАПНУ, АОПО, АЛАР, АОПН, АОСН; – ДФЗ, НДЗ, НВЧЗ, ВЧБ, ДЗЛ, ступенчатые дистанционные и токовые защиты (далее - ступенчатые защиты); – АПВ, АВР; – ДЗШ (ДЗОШ)

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
13	<p>Неисправность устройств РЗ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление;</li> <li>– всех присоединений РУ</li> <li>– для целей ДУ из ДЦ</li> </ul>	<p>Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию защитных функций) по каждому устройству РЗ.</p> <p>Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства;</li> <li>– потере оперативного питания</li> </ul> <p>(при наличии технической возможности)</p>
14	<p>Неисправность устройств РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выполняющих функцию выключателя ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление;</li> <li>– всех ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ) – для целей ДУ из ДЦ</li> </ul>	<p>Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию защитных функций) устройства РЗ ОВ, СВ, ШСВ (ОШСВ).</p> <p>Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства;</li> <li>– потере оперативного питания</li> </ul> <p>(при наличии технической возможности)</p>
15	<p>Неисправность функции основной РЗ присоединения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление;</li> <li>– всех присоединений РУ</li> <li>– для целей ДУ из ДЦ</li> </ul>	<p>Обобщенный сигнал по каждому устройству РЗ с функцией основной РЗ.</p> <p>Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– неисправности канала связи с действием на блокировку ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ);</li> <li>– неисправности приемопередатчика с действием на блокировку ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ);</li> <li>– неисправности канала связи ДЗЛ;</li> <li>– неисправности канала связи устройства ступенчатых защит ЛЭП, используемого для реализации приема и передачи команд телеускорения ступеней дистанционных и токовых защит ЛЭП, организованного с использованием цифрового канала связи без использования УПАСК, приводящей к неработоспособности следующих устройств РЗА с функциями основной РЗ: ДЗЛ, ДФЗ (НДЗ, ВЧБ, НВЧЗ), ступенчатые защиты ЛЭП с приемом и передачей сигналов и команд телеускорения и телеотключения без использования УПАСК</li> </ul>
16	<p>Неисправность ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С), соответствующих критериям отнесения к объектам диспетчеризации</p>	<p>Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию) ДЗШ (ДЗОШ) СШ (С).</p> <p>Формируется при:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства;</li> <li>– потере оперативного питания</li> </ul> <p>(при наличии технической возможности);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– при срабатывании органа контроля токовых цепей на блокировку ДЗШ (ДЗОШ)</li> </ul>

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
17	Неисправность устройства СА: – ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление, и их выключателей; – по всем присоединениям РУ – для целей ДУ из ДЦ	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию АПВ или АВР) по каждому устройству СА. Формируется при: – аппаратной неисправности, в том числе выявленной внутренней самодиагностикой устройства; – потере оперативного питания (при наличии технической возможности)
18	Срабатывание АПВ (ТАПВ, ОАПВ): – выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при действии устройства (функции) АПВ на включение выключателя
19	Запрет АПВ (ТАПВ, ОАПВ): – выключателей ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление; – всех выключателей РУ – для целей ДУ из ДЦ	Формируется при получении сигнала запрета АПВ устройством (функцией) АПВ

2.1.15. Дополнительные параметры для целей дистанционного управления в объеме, указанном в таблице 2 настоящих Технических требований:

Таблица 2

№ п/п	Параметр	Примечание
1	АПТС неисправности (неготовности): - разъединителя; - заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Обобщенный сигнал неисправностей, приводящих к блокированию управления разъединителем, заземляющим разъединителем ЛЭП, включающий: – неисправность (неготовность) цепей управления; – неготовность привода; – недопустимое отклонение плотности элегаза (для КРУЭ)
2	АПТС неисправности (неготовности) РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	Обобщенный сигнал при неисправностях, приводящих к неработоспособности (блокированию) РПН
3	АПТС срабатывания защит РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	Срабатывание защит РПН с действием на отключение АТ (Т)
4	ТС режима работы РПН АТ (Т), ДУ которым осуществляется из ДЦ	Ручной / автоматический от АРНТ

№ п/п	Параметр	Примечание
5	ТС положения ключа выбора режима управления присоединением	Местное/дистанционное
6	ТС положения ключа ДУ	Ключ ДУ электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, имеющий следующие состояния: освобождено, АРМ, ДЦ, ЦУС (ЦУ) (при наличии)
7	ТС положения клавиши выбора режима управления устройством РЗА, ДУ которым выполняется из ДЦ	Местное/дистанционное
8	АПТС неисправности оперативной блокировки присоединения, ДУ коммутационными аппаратами которого осуществляется из ДЦ	По отсутствию сигнала «Неисправность оперативной блокировки» проверяется готовность оперативной блокировки
9	ТС блокировки разъединителя	Сигнал оперативной блокировки – блокирование разъединителя
10	ТС блокировки заземляющего разъединителя ЛЭП, соответствующей критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление	Сигнал оперативной блокировки – блокирование заземляющего разъединителя
11	ТС режима работы САУ УШР «Регулирование (стабилизация) напряжения»	1 – режим активен; 0 – режим не активен.
12	ТС режима работы САУ УШР «Регулирование (стабилизация) реактивной мощности / тока»	1 – режим активен; 0 – режим не активен.
13	ТИ текущей уставки по напряжению в САУ УШР	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке по напряжению.
14	ТИ текущей уставки по реактивной мощности / току в САУ УШР	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке по реактивной мощности (току).
15	ТИ текущей уставки статизма по напряжению	ТИ формируется САУ УШР и соответствует актуальной уставке статизма по напряжению.
16	ТС основных РЗ ЛЭП: - состояние функции (введена / выведена); - текущая группа уставок	
17	ТС резервных РЗ ЛЭП: - состояние функции оперативного ускорения (введена / выведена); - текущая группа уставок	
18	ТС АПВ выключателей: - состояние функции АПВ (ОАПВ, ТАПВ) (введена / выведена); - текущий режим АПВ	Режим АПВ: 1) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2; 2) отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 3) наличие напряжения на элементе 1 и отсутствие напряжения элементе 2 или

№ п/п	Параметр	Примечание
		отсутствие напряжения на элементе 1 и наличие напряжения на элементе 2; 4) без контроля; 5) контроль синхронизма; контроль синхронизма или улавливание синхронизма
19	ТС запрета АПВ всех присоединений СШ от ДЗШ (выведено/введено)	
20	ТС состояния функции ПАВ выключателей (введена / выведена)	
21	ТС ЛАПНУ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных автоматик разгрузки при отключении ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования (введены / выведены); - текущие группы уставок; - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - состояние функции шунтировки КНР (введена / выведена); - состояние отдельных ступеней КНР (введены / выведены)	ЛАПНУ, для которых не реализована работа под управлением ЦСПА
22	ТС АОПО: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	
23	ТС АРПМ: - состояние функции (введена / выведена); - состояние отдельных управляющих воздействий (введены / выведены); - текущие группы уставок	
24	ТС АОСН, АЛАР: - текущие группы уставок	В отношении групп уставок, изменение которых требуется при изменении схемно-режимной ситуации.
25	ТС УПАСК: - состояние отдельных команд (введены / выведены)	В отношении отдельных команд, изменение состояния которых предусмотрено при изменении схемно-режимной ситуации

2.1.16. Параметры, передаваемые в ДЦ в случае организации передачи доаварийной телеинформации из ДЦ в устройства ПА, установленные на объектах электросетевого хозяйства Сетевой организации, в соответствии с ГОСТ Р 72037-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Организация передачи доаварийной телеметрической

информации в устройства противоаварийной автоматики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 28.04.2025 № 370-ст), в объеме, указанном в таблице 2.1 настоящих Технических требований:

Таблица 2.1

№ п/п	Параметр	Примечание
1	ТИ (ТС) недостоверен	<p>Формируется по каждому отдельному ТИ (ТС). ТС формируется устройством ПА при автоматической фиксации ТМИ как недостоверной по обоим каналам с учетом используемых в устройстве алгоритмов достоверизации результирующего значения ТИ/ТС. После формирования данного ТС устройство ПА функционирует в течение заданного времени с использованием последнего принятого достоверного значения.</p> <p>Формируется только в отношении ТИ (ТС), передающихся из ДЦ в устройства ПА</p>
2	ТС о неиспользовании в устройстве ПА ТМИ по причине ее недостоверности (обобщенный для устройства)	<p>Обобщенный сигнал для устройства ПА. ТС формируется устройством ПА по истечении выдержки времени запоминания последнего достоверного значения. При этом устройство ПА переходит на алгоритм с использованием заранее заданных значений или другой алгоритм, без использования недостоверной ТМИ, или блокируется.</p> <p>Формируется только в отношении ТИ (ТС), передающихся из ДЦ в устройства ПА</p>
3	ТС недостоверности адаптивной уставки	<p>ТС формируется устройством АРПМ по факту возникновения недостоверности адаптивной уставки при выполнении одного из следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– полученная АРПМ адаптивная уставка выходит за границы заданных в АРПМ физических диапазонов;</li> <li>– неисправны каналы связи;</li> <li>– адаптивная уставка получена АРПМ с плохим кодом качества;</li> <li>– расхождение полученной АРПМ адаптивной уставки по основному и резервному каналам связи более заданной величины;</li> <li>– отсутствие получения АРПМ адаптивной уставки или отсутствие ее изменения в течении заданного времени;</li> <li>– полученная уставка АРПМ, сниженная на величину запаса, меньше фактического перетока в КС АРПМ.</li> </ul> <p>Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ</p>
4	ТС работы АРПМ в адаптивном режиме	<p>ТС формируется устройством ПА при работе в адаптивном режиме.</p> <p>Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ</p>

№ п/п	Параметр	Примечание
5	ТС готовности АРПМ к работе в адаптивном режиме	ТС формируется устройством ПА при наличии следующих условий: – оперативном выборе на объекте электроэнергетики адаптивного режима работы; – наличии информационного обмена устройства АРПМ с ДЦ; – отсутствии ТС «Отсутствие расчета СМЗУ» и ТС «Перевод АРПМ на автономную уставку» из ДЦ. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
6	ТС «Адаптивная уставка ниже факта по КС (ЛЭП)»	ТС формируется устройством АРПМ при получении ДП СМЗУ ниже величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
7	ТС «Автономная уставка ниже факта по КС (ЛЭП)»	ТС формируется устройством АРПМ при величине заранее заданной уставки по активной мощности для автономного режима работы АРПМ ниже величины перетока активной мощности по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
8	ТС «Блокировка АРПМ»	ТС формируется устройством АРПМ при блокировке устройства при одновременном выполнении следующих условий: – значение автономной уставки по активной мощности меньше величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса; – значение адаптивной уставки или недостоверно или меньше величины перетока по контролируемому сечению (ЛЭП) с учетом запаса. ТС может сформироваться после перезагрузки или подачи питания на устройство АРПМ. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
9	ТИ адаптивной уставки	ТИ формируется устройством АРПМ и соответствует актуальной достоверной адаптивной уставке. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ
10	ТИ автономной уставки	ТИ формируется устройством АРПМ и соответствует актуальной уставке для автономного режима. Формируется от устройств АРПМ в случае передачи ДП СМЗУ из ДЦ

## 2.2. Организация дистанционного управления из ДЦ

2.2.1. В ДЦ организуется дистанционное управление коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, РПН и функциями устройств РЗА подстанций.

2.2.2. Перечень подстанций и перечень коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, РПН и функций устройств РЗА на них, подлежащих оснащению системой дистанционного управления, определяются индивидуально и утверждаются ДЦ и Сетевой организацией.

2.2.3. При формировании и передаче команд дистанционного управления должны быть обеспечены меры по защите информации от несанкционированного доступа, в том числе в соответствии с Дополнительными требованиями по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры, функционирующих в сфере электроэнергетики, при организации и осуществлении дистанционного управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики из диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.12.2023 № 1215, национальным стандартом, указанным в п.5.44 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

2.2.4. Передача команд дистанционного управления между ДЦ и подстанцией должна осуществляться по тем же каналам передачи данных, по которым передается телеинформация.

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

2.3.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее – РАС) и функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе АСУ ТП подстанций, а также с использованием устройств системы мониторинга переходных режимов (далее – СМПР).

2.3.2. Применение на подстанциях автономных РАС, запись, сбор, хранение и передача в ДЦ информации об аварийных событиях и процессах с использованием автономных РАС должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546, Правилами предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340, и положениями ГОСТ Р 58601-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 15.10.2019 № 995-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 23.12.2021 № 1839-ст) и ГОСТ Р 59550-2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Сбор, хранение и передача в диспетчерские центры в автоматическом режиме файлов с данными регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 03.06.2021 № 504-ст).

2.3.3. При отсутствии регистрации аварийных событий и процессов (автономных РАС, микропроцессорных терминалов РЗА с функцией регистрации

аварийных событий) информация об аварийных событиях и процессах должна представляться в ДЦ по запросу в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса.

2.3.4. В ДЦ подлежат передаче показания приборов, предназначенных для определения места повреждения на ЛЭП 110 кВ и выше и результаты определения места повреждения на ЛЭП.

2.3.5. Применение на подстанциях устройств и программно-технических комплексов СМПР, сбор и передача в ДЦ информации об аварийных событиях и процессах с использованием устройств и программно-технических комплексов СМПР должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению устройствами РЗА и положениями ГОСТ Р 59364–2021 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 14.04.2021 № 213-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 25.10.2023 № 1227-ст).

2.3.6. В случае, если данные СМПР используются для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, организация и характеристики применяемых каналов связи должны соответствовать требованиям раздела 2.7 настоящих Технических требований.

## **2.4. Требования к организации каналов связи с ДЦ для передачи телеинформации и оперативных переговоров**

2.4.1. С каждой подстанции Сетевой организации, оборудование и устройства которых включены в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, должны быть организованы два независимых канала связи в ДЦ. Каналы связи должны быть организованы с использованием технологии коммутации пакетов на базе протокола IP или по технологии коммутации каналов до узлов доступа, определенных ДЦ в технических условиях на организацию двух независимых каналов информационного обмена между подстанцией Сетевой организации и ДЦ.

Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или, в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

2.4.2. Если указанные каналы используются для передачи телеинформации для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики, они должны соответствовать требованиям раздела 2.7 настоящих Технических требований.

2.4.3. Пропускная способность каналов связи должна выбираться по результатам расчетов и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в ДЦ.

2.4.4. Для организации каналов связи могут использоваться собственные или арендованные каналы, организованные по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС), цифровым радиорелейным линиям связи (ЦРРЛ), оцифрованным кабельным линиям связи (кабели с металлическими жилами), каналы ВЧ-связи по ВЛ с цифровой обработкой сигналов.

2.4.5. Каналы, организованные в сети с коммутацией пакетов (виртуальной частной сети) должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS),

гарантировать передачу оперативно-технологической информации, обеспечивать организацию маршрутизации с использованием статической и/или динамической маршрутизации (протокол граничного шлюза BGP). Настройки параметров передачи данных по пакетным сетям должны быть согласованы с ДЦ.

2.4.6. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем могут использоваться для организации одного из двух независимых каналов между объектом электроэнергетики и узлом доступа ДЦ при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров и передаче телеинформации.

2.4.7. Организация каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеинформации по сетям сотовой связи или сети Интернет не допускается.

2.4.8. Коэффициент готовности одного канала связи должен быть не ниже 0,98 для периода его эксплуатации, равного одному календарному году, обобщенный коэффициент готовности систем связи, состоящих из двух независимых каналов связи должен быть не ниже 0,9996 для периода их эксплуатации, равного одному календарному году.

2.4.9. При проектировании каналов связи схема организации каналов связи от подстанции до ДЦ должна быть согласована с ДЦ. На схеме должна быть отражена организация двух независимых каналов от подстанции до ДЦ с указанием:

- маршрутов прохождения каждого канала связи;
- общей пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходит каждый канал;
- – каналообразующее и сетевое оборудование (включая средства защиты информации), интерфейсы сопряжения и используемые протоколы обмена для всех видов передаваемой технологической информации с указанием пропускной способности для каждого вида технологической информации.

На схемах с использованием арендованных каналов операторов связи, промежуточные узлы сети операторов связи, через которые проходят каналы, не отражаются.

2.4.10. При организации передачи технологической информации в стеке протоколов TCP/IP должна быть разработана и согласована с ДЦ дополнительная схема передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об ip-адресации, организации маршрутизации, использовании сетевых трансляций и приоритизации передаваемой в ДЦ информации (классов сервиса).

2.4.11. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между подстанцией и ДЦ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами Сетевой организации и ДЦ. Исполнительные схемы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 71962-2025 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Средства диспетчерского и технологического управления. Исполнительные схемы организации информационного обмена с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 04.03.2025 № 107-ст).

## **2.5. Организация телефонной связи для оперативных переговоров**

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

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

2.5.3. При организации телефонной связи для оперативных переговоров по технологии VoIP допускается использование каналов передачи данных с пакетной коммутацией при условии организации гарантированной полосы пропускания и использования соответствующего приоритета в обслуживании при передаче телефонного трафика. Для организации телефонных соединений по технологии VoIP должен быть использован протокол SIP.

2.5.4. В случае полной потери каналов телефонной связи для оперативных переговоров должна быть предусмотрена дополнительная возможность установления связи путем набора номера диспетчерским персоналом ДЦ и/или оперативным персоналом Сетевой организации через взаимосвязанные технологические телефонные сети или телефонную сеть общего пользования.

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

2.5.6. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие телефонную связь без набора номера.

2.5.7. Независимо от способа организации канала телефонной связи для оперативных переговоров должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала ДЦ с оперативным персоналом подстанции 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. Сбор и передача телеметрической информации в ДЦ должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 71635-2024 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Системы сбора и передачи информации с объектов электроэнергетики в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (утвержден приказом Росстандарта от 01.10.2024 № 1327-ст).

2.6.2. Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

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

2.6.4. После завершения модернизации объектных ССПИ и организации соответствующих цифровых каналов связи с использованием протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 должна быть обеспечена передача телеинформации с энергообъектов Сетевой организации в ДЦ напрямую, без промежуточной обработки.

2.6.5. При проектировании ССПИ по каждой подстанции должна быть разработана однолинейная электрическая схема подстанции с обозначением на ней всех точек измерения и состава измерений в каждой точке.

2.6.6. Перечень параметров телеинформации, передаваемой в ДЦ, определяется ДЦ на основании типового состава ТИ и ТС, указанного в разделе 2.1 настоящих Технических требований.

## **2.7. Требования к организации передачи информации для функционирования противоаварийной и режимной автоматики.**

2.7.1. При организации передачи в ДЦ информации для функционирования противоаварийной и режимной автоматики должны соблюдаться Требования к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденные приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97.

2.7.2. При передаче информации для функционирования противоаварийной автоматики дополнительно должны соблюдаться положения ГОСТ Р 55105-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 26.12.2019 № 1484-ст, с изменением № 1, утвержденным приказом Росстандарта от 30.03.2026 № 291-ст).

## **2.8. Требования к организации обмена информацией с ДЦ для отдельных типов подстанций.**

2.8.1. Для подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП ответвлениями (отпайками), а также подстанций с высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ и к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении ДЦ, при условии, что на указанные подстанции организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС Сетевой организации, обмен информацией с ДЦ может быть организован с учетом требований, указанных в таблице 3 настоящих Технических требований:

**Требования к организации обмена технологической информацией с ДЦ для отдельных типов подстанций**

№ п/п	Тип подстанции	Состав телеинформации, передаваемой с подстанции в ДЦ	Требования к каналам связи подстанции с ДЦ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС))
1	Узловая подстанция, к которой присоединены только ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Состав телеинформации определяется в соответствии с разделом 2.1 настоящих технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии, что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС.
2	Ответственная подстанция	Состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.3, 2.1.7, 2.1.9, 2.1.12 настоящих Технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии, что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС.
3	Проходная подстанция, к которой присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Состав телеинформации определяется в соответствии с пунктами: 2.1.3, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.12 настоящих Технических требований.	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации/ПО (ПЭС)). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется при условии,

№ п/п	Тип подстанции	Состав телеинформации, передаваемой с подстанции в ДЦ	<b>Требования к каналам связи подстанции с ДЦ</b> (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС Сетевой организации/ ПО (ПЭС))
			что организована передача диспетчерских команд и разрешений через ЦУС.

2.8.2. В случаях, указанных в таблице 3 настоящих технических требований передача телеинформации по каналам связи с ДЦ может осуществляться с одной степенью ретрансляции телеинформации из ЦУС Сетевой организации / ПО (ПЭС).

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

**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 № 4 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 с ДЦ информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России, указанные в Приложении № 4 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 5 ноября.

2.2. Сетевая организация в срок до 20 ноября 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. Программы должны быть утверждены в срок до 31 декабря года, предшествующего году представления в установленном порядке соответствующей инвестиционной программы Сетевой организации на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти. 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, на которых планируется модернизация ССПИ, с указанием состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ после модернизации ССПИ.

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. В таблицу 3 Программы включаются подстанции Сетевой организации, на которых планируется модернизация ССПИ 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.

**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 с указанием состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ после модернизации ССПИ

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

## 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 дистанционного управления (ДУ) из РДУ.

**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
	<b>Образец заполнения</b>			
1.	<b>ПС 220 кВ Буйская</b>			
	<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 с указанием сроков организации каналов связи и внедрения оборудования ТМ, РАС**

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание	
1	2	3		4	5	
	<b>Образец заполнения</b>					
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)	2030	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2030	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализации	Примечание	
1	2	3			4	5	
						программы, при отсутствии ставится прочерк	
			Оборудование ТМ	Цифровое (тип)	2030	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк	
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип	2030	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк	
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)	2030		Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2030		Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк
			Оборудование ТМ	Цифровое (тип)	2030		Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи		Срок реализации	Примечание	
1	2	3		4	5	
					<i>отсутствии ставится прочерк</i>	
			<i>Устройство регистрации аварийных событий и процессов</i>	<i>Тип</i>	<i>2030</i>	<i>Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы, при отсутствии ставится прочерк</i>

## Примечания:

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

**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
<b>Образец заполнения</b>				
<b>ПС 220 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)</b>				
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			
<b>ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)</b>				
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.