

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ

о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России между АО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства с высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенными к электрическим сетям ответвлениями от ЛЭП, либо к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров АО «СО ЕЭС»

(настоящая форма типового соглашения применяется при урегулировании отношений между АО «СО ЕЭС» и потребителем электрической энергии при условии, что на вышеуказанные объекты электросетевого хозяйства потребителя электрической энергии передача диспетчерских команд и разрешений организована через центр управления сетями соответствующей сетевой организации)

Соглашение № _____
о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России

г. _____

Датой Соглашения считается более поздняя из дат подписания каждой из сторон и сетевой организацией, 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

_____, именуемое в дальнейшем «Потребитель», с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:¹

1. Предмет Соглашения

1.1. Настоящее безвозмездное Соглашение устанавливает порядок осуществления технологического взаимодействия Системного оператора и Потребителя в целях обеспечения надежности функционирования Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России) при выполнении Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в том числе при централизованном управлении технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих установок Потребителя и осуществлении проектирования развития электроэнергетических систем.

1.2. Стороны обязуются исполнять требования регламентов, стандартов, положений, инструкций и других документов по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления и технологического взаимодействия в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, разработанных и утвержденных в соответствии с требованиями настоящего Соглашения и (или) действующих нормативных правовых актов.

¹ 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 «Потребитель», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящее соглашение о следующем:».

2. Порядок взаимодействия Сторон

2.1. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Системным оператором через его диспетчерский центр – филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (далее – РДУ).²

2.2. При организации и осуществлении технологического взаимодействия, предусмотренного настоящим Соглашением, Стороны руководствуются Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 (далее – ПТЭ), и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, в том числе:

– при планировании и осуществлении ремонтов ЛЭП, оборудования, технического обслуживания комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), средств диспетчерского и технологического управления, относящихся к объектам диспетчеризации, – Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86;

– при организации и производстве переключений в электроустановках – Правилами переключений в электроустановках, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757;

– при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы и технологических нарушений на объектах электроэнергетики – 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;

– при разработке и применении графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использовании противоаварийной автоматики – Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.06.2013 № 290;

– при передаче оперативной информации об авариях и инцидентах в электроэнергетике, организации и проведении расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике, оформлении их результатов, предоставлении отчетов об авариях и инцидентах в электроэнергетике и информации о выполнении

² В случае если объекты электросетевого хозяйства Потребителя расположены на территории субъекта Российской Федерации, в котором создано представительство АО «СО ЕЭС», п. 2.1 Соглашения необходимо изложить в следующей редакции:

«2.1 Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Системным оператором через его диспетчерский центр – филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (далее - РДУ), а также представительство Системного оператора на территории _____ (наименование субъекта Российской Федерации).».

противоаварийных мероприятий – Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике и инцидентов в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.09.2025 № 1489, 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;

– при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗА – Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100;

– при создании (модернизации) и обеспечении функционирования комплексов и устройств РЗА и необходимых для их работы каналов связи – Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА, а также принципам функционирования устройств и комплексов РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101, и Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97, Правилами создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики в энергосистеме, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 556, Требованиями к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 10.07.2020 № 546;

– 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 – Правилами технического учета и анализа функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80;

– при организации, планировании, подготовке и проведении технического обслуживания устройств РЗА – Правилами технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.07.2020 № 555;

– 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 Потребителя 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 - Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии по вопросам координации уровней токов короткого замыкания, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 5;

– при раскрытии (предоставлении) цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставлении перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей – 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, 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;

– при вводе построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики Потребителя, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и (или) комплексов и устройств РЗА, СДТУ объекта электроэнергетики в работу в составе энергосистемы – Правилами ввода объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств в работу в составе энергосистемы, утвержденными приказом Минэнерго России от 15.01.2024 № 7.

2.3. Системный оператор разрабатывает и утверждает регламенты, положения, инструкции и другие документы по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне диспетчерского центра, 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.

Документы, утвержденные Системным оператором в соответствии с приложением № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями нормативных правовых актов, представляются Системным оператором Потребителю и являются обязательными для Сторон, в том числе при осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению. Указанные документы вступают в силу для Потребителя по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен иной срок их ввода в действие. Потребитель обязан осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения данных документов.

2.4. Потребитель разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала Потребителя на основании действующих нормативных правовых актов и соответствующих документов Системного оператора. Перечень документов Потребителя, подлежащих согласованию с Системным оператором, указан в приложении № 1 к настоящему Соглашению.

2.5. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с нормативными правовыми актами и вышеуказанными документами Системного оператора и Потребителя руководствуются национальными стандартами, приведенными в приложении № 1 к настоящему 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 4 Приложения № 1 к Соглашению или указанные в нем национальные стандарты – в силу подписания 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).

2.6. РДУ определяет перечень принадлежащих Потребителю линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы и в отношении которых РДУ осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение (далее – объекты диспетчеризации).

Информация о включении ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится РДУ в письменном виде до сведения Потребителя. Потребитель обязан соблюдать установленное РДУ распределение объектов диспетчеризации по способу управления.

2.7. РДУ определяет работников (далее – диспетчерский персонал), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и диспетчерские разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне РДУ, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств дистанционного управления.

Потребитель определяет дежурных работников объектов электросетевого хозяйства и оперативно-технологических служб Потребителя (далее – оперативный персонал), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя и допущенных к производству переключений и к ведению оперативных переговоров, а также лиц из числа административно-технического персонала Потребителя, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок.

Потребитель обязан ежегодно в срок до 1 января каждого года представлять в РДУ списки лиц из числа оперативного и административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, и уведомлять РДУ о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.8. Взаимодействие диспетчерского персонала РДУ и оперативного персонала Потребителя в части передачи от РДУ и получения Потребителем диспетчерских команд и диспетчерских разрешений, а также получения РДУ оперативных уведомлений, запросов, подтверждений и сообщений от Потребителя осуществляется через оперативный персонал сетевой организации, к объектам электросетевого хозяйства которой в установленном порядке технологически присоединены объекты электросетевого хозяйства Потребителя (далее – Сетевая организация).

Взаимодействие РДУ и Потребителя в части подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется через Сетевую организацию.

Потребитель (оперативный персонал Потребителя) обязан выполнять диспетчерские команды, распоряжения, соблюдать отказы в разрешении (согласовании) на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, полученные через Сетевую

организацию. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования.

Стороны осуществляют взаимодействие, направленное на обеспечение перехода к дистанционному управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства Потребителя 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 РДУ определяется в соответствии с требованиями нормативных правовых актов и национальными стандартами, указанными в пунктах 4.12, 4.13, 4.20 Приложения № 1 к настоящему Соглашению.

2.9. Изменение формы круглосуточного оперативного обслуживания объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе порядка взаимодействия, указанного в п. 2.8 настоящего Соглашения, осуществляется по предварительному (не менее чем за 3 месяца) согласованию с РДУ.

2.10. Через Сетевую организацию также осуществляется обмен технологической информацией и технологическое взаимодействие между Потребителем и РДУ по иным вопросам, предусмотренным п. 3.1 настоящего Соглашения и Регламентом информационного обмена между РДУ и Потребителем, осуществляемого через Сетевую организацию, приведенным в приложении № 2 к настоящему Соглашению (далее – Регламент).

Документация и технологическая информация, обмен которыми в соответствии с пунктами 2.8, 3.1 Соглашения и Регламентом осуществляется Сторонами через Сетевую организацию, передаются Сетевой организацией от одной Стороны настоящего Соглашения другой Стороне в полном объеме, предоставленном соответствующей Стороной, и в установленные порядке и сроки, определяемые в соответствии с соглашением о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России, заключенным между Системным оператором и Сетевой организацией.

Изменение схемы и порядка информационного обмена между Потребителем и Сетевой организацией в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с Системным оператором, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с РДУ.

2.11. Планирование и управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России, в том числе управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляются Системным оператором на основе передаваемой ему технологической информации.

Потребитель обязан:

- поддерживать в актуальном состоянии данные о технических параметрах и характеристиках принадлежащих ему ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства, в том числе данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования, данные об отключающей способности выключателей;

- предоставлять в РДУ информацию о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств и иную информацию в соответствии с установленными Правилами предоставления информации, необходимой для

осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными приказом Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340, перечнем информации – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанными Правилами. Предоставление в РДУ информации о параметрах и характеристиках линий электропередачи и оборудования должно осуществляться в формате, соответствующем требованиям национального стандарта, указанного в пункте 4.14 Приложения № 1 к настоящему Соглашению, и в соответствии с профилями информационной модели, предусмотренными национальными стандартами, указанными в пунктах 4.15, 4.16 Приложения № 1 к настоящему Соглашению;

– по запросу РДУ предоставлять ему иную имеющуюся у Потребителя информацию, необходимую для выполнения РДУ функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и осуществления взаимодействия по настоящему Соглашению.

2.12. В случае если нагрузка Потребителя включена в графики временного отключения потребления, Потребитель обязан проводить самостоятельно и участвовать в проводимых первичными получателями команд специализированных тренировках по отработке действий по применению указанных графиков.

Проведение противоаварийных тренировок с персоналом Потребителя и участие персонала Потребителя в противоаварийных тренировках, организуемых РДУ, и специализированных тренировках осуществляется в соответствии с Правилами проведения противоаварийных тренировок в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденными приказом Минэнерго России от 26.01.2021 № 27.

2.13. В случае если нагрузка Потребителя подключена под действие устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), Потребитель обязан обеспечивать представителям Системного оператора доступ на свои объекты для проведения совместно с Потребителем выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР и объемов нагрузки Потребителя (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР, а также выполнять в согласованные с Системным оператором сроки мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам таких проверок.

2.14. При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств РЗА и реализованных в них функций РЗА РДУ и Потребитель в том числе:

– определяют и направляют друг другу списки работников РДУ и Потребителя, 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;

– в целях обеспечения целостности и совместимости данных технического учета РЗА осуществляют взаимодействие друг с другом для обеспечения взаимосогласованного внесения изменений в справочные данные, используемые для технического учета РЗА, устранения расхождений в таких данных у Системного оператора и Потребителя, обеспечения корректной оценки работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций РЗА и корректного распределения случаев неправильной работы РЗА по видам технических и организационных причин.

3. Организация обмена телеметрической информацией

3.1. Передача Потребителем в РДУ телеметрической информации, указанной в п. 3.2 настоящего Соглашения, осуществляется через Сетевую организацию посредством системы сбора и передачи информации (далее – ССПИ) объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

3.2. Потребитель обязан:

3.2.1. Представлять в Сетевую организацию необходимую для РДУ телеметрическую информацию в объеме, указанном в таблице «Перечень точек измерения и состав телеметрической информации, передаваемой в РДУ с объектов электросетевого хозяйства Потребителя» (далее – Таблица).

3.2.2. В рамках существующей на момент заключения настоящего Соглашения ССПИ объектов электросетевого хозяйства Потребителя (до ее модернизации):

– поддерживать сбор и передачу в Сетевую организацию передаваемого на момент заключения настоящего Соглашения объема телеметрической информации, указанного в столбце 3 Таблицы;

– организовать сбор и передачу в Сетевую организацию дополнительного объема необходимой для РДУ телеметрической информации, указанного в столбце 4 Таблицы.

3.2.3. При модернизации первичного оборудования или ССПИ объектов электросетевого хозяйства Потребителя организовать сбор и передачу в Сетевую организацию телеметрической информации, указанной в столбце 5 Таблицы.

Таблица. Перечень точек измерения и состав телеметрической информации, передаваемой в РДУ с объектов электросетевого хозяйства Потребителя

№ п/п	Диспетчерское наименование элемента схемы (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации, передаваемой Сетевой организацией в РДУ			Примечание
		ТИ и ТС, фактически передаваемые с объекта электросетевого хозяйства Потребителя в Сетевую организацию в рамках существующей ССПИ	Дополнительные ТИ и ТС, подлежащие передаче в Сетевую организацию в рамках существующей ССПИ	ТИ и ТС, подлежащие передаче в Сетевую организацию после модернизации ССПИ	
1	2	3	4	5	6

4. Изменение условий Соглашения

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

4.2. 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.

4.3. В случае перехода права собственности или иного права на объекты электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, к другому лицу (далее – приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду или безвозмездное пользование, совершения Потребителем иных действий по распоряжению данным имуществом, а также перехода прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства Потребитель обязан:

- не менее чем за два месяца письменно уведомить РДУ о предстоящем переходе права собственности или иного права на соответствующие объекты электросетевого хозяйства;

- уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению;

- направить в РДУ 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.

4.4. При планируемой смене юридического или физического лица, осуществляющих все или часть функций по эксплуатации объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, Потребитель обязан:

- не менее чем за два месяца до передачи функций по эксплуатации объекта электросетевого хозяйства другому лицу письменно уведомить об этом РДУ;

- предоставить в РДУ копию договора и (или) иного документа, определяющего распределение функций, прав, обязанностей по эксплуатации соответствующих объектов электросетевого хозяйства между Потребителем и таким лицом, а также порядок взаимодействия между ними по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

5. Разрешение споров

5.1. 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.

5.2. 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.

5.3. Споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения, не урегулированные Сторонами в досудебном порядке, подлежат разрешению в Арбитражном суде ____³.

³ Определяется по месту нахождения ОДУ.

6. Заключительные положения

6.1. Сетевая организация не является стороной настоящего Соглашения и осуществляет согласование условий настоящего Соглашения (включая приложения) в части, касающейся предусмотренных Соглашением обязанностей Сетевой организации.

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

6.3. Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок осуществления технологического взаимодействия Потребителя и Системного оператора в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

Приложение № 2. Регламент информационного обмена между РДУ и Потребителем, осуществляемого через Сетевую организацию.

6.4. 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.

6.5. Настоящее Соглашение составлено в электронной форме и подписано усиленной квалифицированной электронной подписью уполномоченных лиц обеих Сторон и Сетевой организации посредством электронного документооборота через оператора электронного документооборота или составлено и подписано в трех экземплярах на бумажном носителе, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон и для Сетевой организации. Форма заключения Соглашения определяется Сторонами по согласованию с Сетевой организацией на этапе подписания Соглашения.

7. Реквизиты Сторон и Сетевой организации:⁴

Системный оператор:

АО «СО ЕЭС»

ОГРН _____

ИНН _____

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ

Потребитель:

ОГРН _____

ИНН _____

Сетевая организация:

ОГРН _____

ИНН _____

⁴ В случае заключения Соглашения на бумажном носителе наименование раздела необходимо изложить в редакции «Реквизиты и подписи Сторон и Сетевой организации», а в соответствующие таблицы необходимо добавить строки для указания подписанта, место для подписи и информации о дате подписания.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок осуществления технологического взаимодействия
Потребителя и Системного оператора в целях обеспечения надежности
функционирования ЕЭС России**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и Потребителем:

1.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне РДУ.

1.2. Перечень объектов диспетчеризации операционной зоны РДУ с распределением их по способу управления.

1.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне РДУ.

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

1.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом РДУ.

1.6. Порядок формирования в РДУ сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

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

1.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне РДУ.

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

1.10. Перечень устройств РЗА Потребителя, для которых РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

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

1.12. 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.⁵

1.13. Инструкция по предупреждению возникновения гололеда и осуществлению плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.⁶

⁵ Пункт включается в настоящее Приложение в случае, если на объектах электросетевого хозяйства Потребителя производятся переключения для реализации схемы подачи напряжения.

⁶ Пункт включается в настоящее Приложение в случае, если оборудование объекта электросетевого хозяйства Потребителя задействовано в схеме плавки гололеда на линиях электропередачи, относящихся к объектам диспетчеризации.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Потребителем с учетом требований аналогичных документов РДУ, требующие согласования с РДУ:

2.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

2.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства Потребителя, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации РДУ.

2.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации - согласно утвержденному РДУ перечню, указанному в п. 1.9 настоящего Приложения.

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

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Потребителем с учетом требований аналогичных документов РДУ:

3.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках Потребителя.

3.2. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров и записей оперативным персоналом Потребителя.

3.3. Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА.

4. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для Системного оператора и Потребителя:

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

4.2. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно – диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1984-ст, с изменением №1, утвержденным приказом Росстандарта от 27.04.2023 №279-ст).

4.3. 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).

4.4. 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).

4.5. ГОСТ Р 58335-2018 «Единая энергетическая система и 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).

4.6. 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).

4.7. 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).

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

4.9. 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).

4.10. 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).

4.11. 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).

4.12. 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).

4.13. 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).

4.14. 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).

4.15. 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).

4.16. 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).

4.17. 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).

4.18. 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).

4.19. 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).

4.20. 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).

4.21. 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).

4.22. 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).

4.23. 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).

4.24. 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).

4.25. 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).

4.26. 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).

4.27. 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).

4.28. 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).

4.29. 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).

4.30. 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).

Примечания:

1. В случае использования Потребителем указанных в разделе 1 настоящего Приложения документов при разработке документации для персонала Потребителя ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

2. Документ, указанный в п. 1.3 настоящего Приложения, направляется Потребителю только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электросетевого хозяйства, в составе и объеме, определенном РДУ.

3. Инструкция, указанная в п. 2.1 настоящего Приложения, подлежит согласованию с Системным оператором в части самостоятельных действий оперативного персонала

Потребителя по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем и объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с РДУ или Сетевой организацией.

4. Указанные в п. 2.2 настоящего Приложения нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы объектов электросетевого хозяйства Потребителя предоставляются на согласование в РДУ в сроки, установленные 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.

Регламент информационного обмена между РДУ и Потребителем, осуществляемого через Сетевую организацию

№ п/п	Состав информации	Порядок, сроки
1.	Потребитель предоставляет в РДУ:	
1.1.	Диспетчерские заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации	В соответствии с Положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ
1.2.	Комплексные программы по включению в работу и проведению испытаний новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП и оборудования объектов электросетевого хозяйства Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, и (или) для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации	В соответствии с Положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ
1.3.	Оперативная информация об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике, произошедших на объектах электросетевого хозяйства Потребителя	В соответствии с Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.09.2025 № 1214
1.4.	Проект перечня режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов, разработанный в соответствии с ПТЭ Сетевой организацией, в части силовых трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ, установленных на объектах электросетевого хозяйства Потребителя, в нормальной и временной нормальной (ремонтной) схемах	Для рассмотрения и согласования: – ежегодно до 01 апреля; – при необходимости внесения изменений в перечень режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов, утвержденный в соответствии с ПТЭ Сетевой организацией, в части силовых трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ, установленных на объектах электросетевого хозяйства Потребителя
2.	РДУ предоставляет Потребителю:	
2.1.	Согласование (отказ в согласовании) диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ, принадлежащих Потребителю	В соответствии с Положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на

№ п/п	Состав информации	Порядок, сроки
		изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ
2.2.	Согласование (отказ в согласовании) разработанного в соответствии с ПТЭ Сетевой организацией, к электрическим сетям которой подключены объекты электросетевого хозяйства Потребителя, проекта перечня режимов заземления нейтралей силовых трансформаторов со стороны высшего напряжения 110 кВ объектов электросетевого хозяйства Потребителя, исходя из обеспечения правильного функционирования устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняет РДУ, по условиям чувствительности и селективности устройств РЗА.	В течение 20 рабочих дней после получения проекта перечня, указанного в п. 1.4 настоящего Регламента, от Сетевой организации
2.3.	Перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, и перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, в отношении устройств релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляют диспетчерские центры	В течение 10 рабочих дней с даты утверждения перечней (изменений в них)