

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ
о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и
потребителем электрической энергии, владеющим объектами
электросетевого хозяйства, технологически присоединенными к
электрическим сетям ответвлениями от ЛЭП, либо выполненными по
различным упрощенным схемам, к которым не присоединены ЛЭП,
находящиеся в диспетчерском управлении диспетчерских центров АО
«СО ЕЭС»

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

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:

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 управлении технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

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

1.3. Права и обязанности Системного оператора по настоящему Соглашению от его имени осуществляет его филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (далее – РДУ).

2. Порядок взаимодействия Сторон

2.1. 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 их распределением по способу управления доводится РДУ в письменном виде до сведения

Потребителя. Потребитель обязан соблюдать установленное РДУ распределение объектов диспетчеризации по способу управления.

2.2. РДУ определяет работников (далее – диспетчерский персонал), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и диспетчерские разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне РДУ, в том числе на изменение технологических режимов работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации.

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.

2.3. Взаимодействие диспетчерского персонала РДУ и оперативного персонала Потребителя, в части передачи от РДУ диспетчерских команд и диспетчерских разрешений, а также получения оперативных уведомлений, запросов 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).

2.4. Изменение схемы оперативного обслуживания объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по предварительному (не менее чем за 2 месяца) согласованию с РДУ.

2.5. Системный оператор разрабатывает и утверждает регламенты, стандарты, положения, инструкции и другие документы по вопросам организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, планирования ремонтов, регулирования напряжения, производства переключений и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне РДУ.

Документы, утвержденные Системным оператором в соответствии с приложением № 1 к настоящему Соглашению и требованиями нормативных правовых актов (за исключением стандартов), 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.

Стандарты Системного оператора, указанные в приложении № 1 к настоящему Соглашению, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет и являются обязательными для Потребителя в силу заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 4 приложения № 1 к Соглашению или указанные в нем стандарты – в силу подписания соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

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.

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

2.6. Оперативно-диспетчерское управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России, в том числе управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется на основе технологической информации, передаваемой с объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

Стороны осуществляют обмен технологической информацией и документацией в соответствии с Регламентом информационного обмена между РДУ и Потребителем, приведенным в приложении № 2 к настоящему Соглашению (далее – Регламент), и документами, указанными в приложении № 1 к Соглашению.

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

2.7. Документация и технологическая информация (в том числе, телеметрическая информация, указанная в п. 3.1 настоящего Соглашения), обмен которыми в соответствии с Регламентом осуществляется Сторонами через Сетевую организацию, передаются Сетевой организацией от одной Стороны настоящего соглашения другой Стороне в полном объеме, предоставленном соответствующей Стороной, и в установленном 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.

2.8. Потребитель обязан выполнять диспетчерские команды, распоряжения и разрешения Системного оператора, в том числе переданные через оперативный персонал Сетевой организации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни или здоровью людей, угрозу повреждения оборудования.

2.9. В случае если нагрузка Потребителя включена в графики временного отключения потребления, Потребитель обязан участвовать в специализированных тренировках по отработке действий по применению указанных графиков.

2.10. В случае если нагрузка Потребителя подключена под действие устройств автоматики 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.

3. Организация обмена телеметрической информацией

3.1. Передача Потребителем в РДУ телеметрической информации, указанной в пункте 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	Состав телеинформации, передаваемой Сетевой организацией в РДУ	Примечание
-------	----------------------------	--	------------

	элемента схемы (точка измерения ТИ, ТС)	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 и дополнение условий Соглашения

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

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

4.3. Переход права собственности или иного права на объекты электросетевого хозяйства Потребителя к другому лицу (далее – приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения Потребителем иных действий по распоряжению данным имуществом, а также переход прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства не являются основаниями для расторжения настоящего Соглашения.

В указанных случаях Потребитель обязан не менее чем за месяц письменно уведомить РДУ о предстоящем переходе права собственности или иного права на соответствующие объекты электросетевого хозяйства, а также уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению.

5. Заключительные положения

5.1. Настоящее Соглашение заключено на неопределенный срок и вступает в силу с момента его подписания Сторонами.

5.2. 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.

5.3. 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.

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

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

6. Юридические адреса и подписи Сторон:

Системный оператор:

Потребитель:

_____/_____
М.п.

_____/_____
М.п.

СОГЛАСОВАНО:¹

Сетевая организация:

_____/_____
М.п.

¹ Здесь и далее согласование Сетевой организацией условий настоящего Соглашения осуществляется в части, касающейся предусмотренных Соглашением обязанностей Сетевой организации.

**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 их распределением 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 ЕЭС России в операционной зоне РДУ.

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

1.6. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

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, находящихся в диспетчерском управлении (ведении) РДУ.

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

2.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электросетевого хозяйства Потребителя.

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. Стандарты Системного оператора, являющиеся обязательными для Системного оператора и Потребителя:

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

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

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

4.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.001-2011 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 № 102, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418).

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

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

4.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической

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

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

5.1. 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).

5.2. 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).

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

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

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).

Примечания:

1. В случае использования потребителем указанных в разделах 1 и 4 Приложения документов при разработке документации для оперативного персонала Потребителя ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

2. Стандарты, указанные в разделе 4 настоящего Приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. Потребитель присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 4 настоящего приложения – путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к Соглашению.

3. Национальные стандарты, указанные в разделе 5 настоящего Приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. Потребитель присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а в дальнейшем (при внесении изменений в раздел 5 настоящего Приложения или указанные в нем стандарты) путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

4. Предоставление Потребителем в диспетчерские центры Системного оператора отчетной информации о случаях срабатывания устройств РЗА, в том числе предусмотренной приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее

предоставления», осуществляется в объеме и по формам, установленным национальным стандартом, указанным в пункте 5.3 настоящего приложения.

Системный оператор:

_____ / _____

М.п.

Потребитель:

_____ / _____

М.п.

Регламент информационного обмена между РДУ и Потребителем

№ п/п	Состав информации	Порядок, сроки
1. При планировании и управлении режимами работы энергосистемы		
Потребитель предоставляет в РДУ:		
1.1.	Информацию в объеме, предусмотренном приказом Минэнерго России от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»	В соответствии с приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340
2. При выводе ЛЭП, оборудования и устройств в ремонт и из эксплуатации		
Потребитель предоставляет в РДУ:		
2.1.	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
2.2.	Предложения по включению ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, СДТУ Потребителя в сводные годовые и месячные графики ремонта объектов диспетчеризации	В соответствии с Порядком формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ
2.3.	Заявления на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации	В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484
2.4.	Акт о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации	В течение 10 дней с даты утверждения акта
2.5.	Сведения о выполнении графиков ремонта ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, СДТУ	В соответствии с Порядком формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации филиала

		АО «СО ЕЭС» РДУ
РДУ предоставляет Потребителю:		
2.6.	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 изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ
2.7.	Выписки из утвержденных сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации РДУ в части ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, СДТУ Потребителя	В соответствии с Порядком формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ
2.8.	Заключения о возможности вывода объектов диспетчеризации из эксплуатации	В соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными. Постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484
3. По вопросам эксплуатации объектов электросетевого хозяйства		
Потребитель предоставляет в РДУ:		
3.1.	Проекты нормальных схем электрических соединений подстанций 35-220 кВ Потребителя на согласование	Ежегодно до 15 ноября, а также по мере внесения изменений
3.2.	Утвержденные нормальные схемы электрических соединений подстанций 35-220 кВ Потребителя	Ежегодно до 25 декабря
3.3.	Списки: – оперативного персонала Потребителя; – руководящего и административно-технического персонала Потребителя, имеющего право подачи диспетчерских заявок; – персонала Потребителя, имеющего право контролировать переключения и персонала, уполномоченного представлять оперативную информацию об авариях на подведомственных объектах; – персонала Потребителя, ответственного за прием, рассмотрение, отправку в РДУ диспетчерских заявок в нерабочее время	Ежегодно до 1 января, а также по мере внесения изменений
3.4.	Программы проведения комплексных испытаний и включения в работу новых объектов	В соответствии с Положением о порядке

	диспетчеризации, а также объектов диспетчеризации после ремонта, реконструкции, модернизации *	оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации РДУ
3.5.	Незамедлительное сообщение диспетчерскому персоналу РДУ через оперативный персонал Сетевой организации обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации РДУ, произошедших автоматически в результате действия устройств РЗА, с указанием состава изменений и сработавших устройств *	Оперативно дежурной сменой
3.6.	Оперативную информацию об авариях и нештатных ситуациях на объектах электросетевого хозяйства Потребителя *	В соответствии с Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 02.03.2010 № 91
РДУ предоставляет Потребителю:		
3.7.	Согласованные нормальные схемы электрических соединений подстанций 35-220 кВ Потребителя	В течение 10 рабочих дней со дня получения от Потребителя на согласование
3.8.	Списки руководящего, диспетчерского персонала и дежурных информаторов РДУ.	Ежегодно до 1 января, а также по мере внесения изменений
4. При расследовании причин аварий в электроэнергетике		
Потребитель предоставляет в РДУ:		
4.1.	Результаты расследования причин аварий (акты расследования) в работе объектов электроэнергетики 110 кВ и выше, которые произошли на объектах электросетевого хозяйства Потребителя	В течение 3 дней после завершения расследования в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846
4.2.	Сведения о выполнении противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий на объектах электросетевого хозяйства Потребителя	Ежемесячно, до 10 числа месяца, следующего за отчетным, по формам отчёта об авариях, утверждённым приказом Минэнерго России от 02.03.2010 № 92
РДУ предоставляет Потребителю:		
4.3.	Предложения по включению представителей РДУ в состав комиссий, создаваемых	Не позднее 24 часов с момента получения

	Потребителем для расследования причин аварий на его объектах электросетевого хозяйства	оперативной информации об аварии
5. При создании (модернизации) и организации эксплуатации РЗА		
Потребитель предоставляет в РДУ:		
5.1.	На согласование технические задания на проектирование и проектную документацию на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА	В соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»
5.2.	Рабочую документацию по комплексам и устройствам РЗА, которые будут отнесены к объектам диспетчеризации, для согласования, а также информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении РДУ, в том числе: – информацию о технических параметрах и паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, сроках ввода его в эксплуатацию; – методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, параметры настройки (уставки) которых задаются ДЦ, и руководство по эксплуатации устанавливаемой на объекте электроэнергетики версии микропроцессорных комплексов и устройств РЗА на русском языке, содержащее функционально-логические схемы и схемы программируемой логики с описанием алгоритма работы данных схем	Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу комплексов и устройств РЗА или в иной согласованный РДУ срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода объекта электроэнергетики в работу
5.3.	Проект нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя) на согласование	Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под нагрузку) энергообъекта Потребителя, соответствующего его оборудования
5.4.	Технологическую информацию, необходимую для выполнения расчетов и выбора параметров настройки (уставок) устройств РЗА	По запросу РДУ, не позднее 15 дней с момента его получения
5.5.	Подтверждение выполнения заданий РДУ по настройке устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняет ДЦ	Не позднее трех дней после выполнения

5.6.	Сведения о работе комплексов и устройств РЗА (осциллограммы, данные по функционированию), относящихся к объектам диспетчеризации.	Оперативные – немедленно (если они происходят в нерабочее время, то до 11 часов первого рабочего дня).
5.7.	Исполнительные схемы устройств РЗА	По запросу РДУ, не позднее 15 дней с момента его получения. Для вновь вводимых устройств РЗА – в течение двух месяцев после ввода их в работу.
5.8.	На согласование типовые бланки переключений по вводу в работу (выводу из работы) устройств РЗА согласно перечню устройств РЗА, типовые бланки переключений на вывод из работы (ввод в работу) которых должны быть согласованы РДУ, указанному в приложении к Инструкции по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ	В течение 5 дней после утверждения
5.9.	На согласование параметры настройки (уставки) устройств РЗА, расчет и выбор которых выполняет Потребитель, требующие согласования с параметрами настройки (уставками) устройств РЗА, выбираемыми РДУ	Согласно Перечню устройств РЗА Потребителя, для которых РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования. Не позднее 14 дней до выдачи задания по настройке устройств РЗА.
5.10.	Инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА	По запросу РДУ, не позднее 15 дней с момента его получения.
РДУ выдает (предоставляет) Потребителю:		
5.11.	Согласованные технические задания на проектирование и проектную документацию на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА. Согласованную рабочую документацию по комплексам и устройствам РЗА, которые будут отнесены к объектам диспетчеризации	В соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»
5.12.	Задания РДУ по настройке устройств РЗА, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых выполняет ДЦ	В соответствии со Стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации»

5.13.	Типовые программы переключений по вводу в работу (выводу из работы) устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении РДУ	В течение 5 дней после утверждения
5.14.	Значения результатов расчета токов и напряжений короткого замыкания при трёхфазном и однофазном коротких замыканиях на сборных шинах 110-220 кВ, необходимые для выбора параметров настройки (уставок) устройств РЗ и сетевой автоматики и для выполнения Потребителем проверки соответствия оборудования уровням токов короткого замыкания	Для ЛЭП и оборудования 110 кВ и выше, являющихся объектами диспетчеризации РДУ, при изменении величины токов короткого замыкания, а также по запросу Потребителя, в течение 15 дней с момента его получения (не более 1 раза в год)
5.15.	Режим заземления нейтралей трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ подстанций Потребителя	Один раз в год не позднее 1 апреля. В течение года - по запросу Потребителя, не позднее 10 дней с момента его получения
5.16.	Результаты согласования параметров настройки (уставок) устройств РЗА, расчет и выбор которых выполняет Потребитель, требующих согласования с параметрами настройки (уставками) устройств РЗА, выбираемыми РДУ	В течение 7 дней со дня получения от Потребителя на согласование
5.17.	Согласованные типовые бланки переключений по вводу в работу (выводу из работы) устройств РЗА	В течение 1 месяца со дня получения от Потребителя на согласование

Примечание:

* – обмен информацией и документацией между РДУ и Потребителем осуществляется через Сетевую организацию.

Системный оператор:

Потребитель:

_____/_____

_____/_____

М.п.

М.п.

СОГЛАСОВАНО:

Сетевая организация:

_____/_____

М.п.

