

ТИПОВОЕ СОГЛАШЕНИЕ
о технологическом взаимодействии между АО «СО ЕЭС» и потребителем
электрической энергии, владеющим объектами электросетевого хозяйства
и (или) объектами по производству электрической энергии, в целях
обеспечения надежности функционирования Единой энергетической
системы России

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. В целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России Стороны осуществляют в порядке и на условиях, предусмотренных нормативными правовыми актами и настоящим Соглашением, технологическое взаимодействие при выполнении Системным оператором функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в том числе управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов по производству электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства (далее – энергообъекты) и энергопринимающих установок Потребителя.

1.2. Стороны обязуются исполнять требования положений, инструкций, программ, стандартов, регламентов и иных документов, разработанных и утвержденных в соответствии с требованиями настоящего Соглашения и (или) действующих нормативных правовых актов.

1.3. Отдельные права и обязанности Системного оператора по настоящему Соглашению от его имени осуществляет его филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (РДУ), в операционную зону которого входят энергообъекты Потребителя, а в случаях, предусмотренных настоящим Соглашением – соответствующий филиал Системного оператора «Объединенное диспетчерское управление _____» (ОДУ) (далее при совместном упоминании - диспетчерские центры)¹.

2. Общие положения

¹ В случае если энергообъекты Потребителя расположены на территории субъекта Российской Федерации, в котором создано представительство АО «СО ЕЭС», пункт 1.3 соглашения необходимо изложить в следующей редакции:

«1.3. Отдельные права и обязанности Системного оператора по настоящему Соглашению от его имени осуществляет его филиал «Региональное диспетчерское управление энергосистемы _____» (РДУ), в операционную зону которого входят энергообъекты Потребителя, в предусмотренных настоящим Соглашением случаях – соответствующий филиал Системного оператора «Объединенное диспетчерское управление _____» (ОДУ) (далее при совместном упоминании - диспетчерские центры), а также представительство Системного оператора на территории _____ (наименование субъекта Российской Федерации).».

2.1. Системный оператор осуществляет управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России через свои диспетчерские центры, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

Системный оператор определяет перечень принадлежащих Потребителю линий электропередачи (*далее – ЛЭП*), оборудования и устройств, в отношении которых он 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 Системным оператором в письменном виде до сведения Потребителя.

Потребитель обязан соблюдать установленное Системным оператором распределение объектов диспетчеризации по способу управления.

2.2. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Системным оператором посредством выдачи диспетчерских команд, разрешений и распоряжений.

2.3. Системный оператор определяет работников диспетчерских центров (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра. Системный оператор обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Потребителю списки диспетчерского персонала и своевременно уведомлять о внесенных в них корректировках.

2.4. Потребитель определяет дежурных работников энергообъектов и оперативно-технологических служб Потребителя (*далее – оперативный персонал*), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования и устройств энергообъектов Потребителя. Потребитель обязан ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять Системному оператору списки оперативного персонала, а также административно-технического персонала Потребителя, имеющего право контролировать производство переключений на энергообъекте, отдельно по каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, и своевременно уведомлять о внесенных в указанные списки корректировках.

Изменение схемы оперативного обслуживания энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с Системным оператором.

Потребитель обеспечивает возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Системного оператора непосредственно оперативному персоналу Потребителя по каналам телефонной связи для оперативных переговоров, предоставляемым Потребителем в круглосуточном режиме. Передача диспетчерских команд через оперативный персонал сетевых организаций допускается как временная схема до организации прямых каналов связи между энергообъектом Потребителя и диспетчерским центром Системного оператора.

2.5. Оперативный персонал Потребителя обязан выполнять диспетчерские команды (распоряжения) и соблюдать диспетчерские разрешения на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни или здоровью людей, угрозу повреждения оборудования.

Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению Потребителя, являются неправомерными и

наносят ущерб его интересам. Право Потребителя на получение разъяснений не освобождает оперативный персонал Потребителя от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в разрешении (согласовании), полученных от Системного оператора. Об отказе выполнения диспетчерской команды или несоблюдении отказа в разрешении (согласовании) оперативный персонал Потребителя делает запись в оперативном журнале, сообщает диспетчеру соответствующего диспетчерского центра и своему административному руководителю.

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

Документы, утвержденные Системным оператором в соответствии с разделом 1 приложения № 1 к настоящему Соглашению и (или) требованиями нормативных правовых актов, представляются Системным оператором Потребителю и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для Потребителя по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие

Стандарты Системного оператора, указанные в приложении № 1 к настоящему Соглашению, размещаются на официальном сайте Системного оператора в сети Интернет. Указанные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон 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.

2.7. Потребитель разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала энергообъектов и оперативно-технологических служб 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.

2.8. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с документами, указанными в пунктах 2.6 и 2.7 настоящего Соглашения, руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

3. Порядок взаимодействия 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 расчет электроэнергетических режимов энергосистемы, определять допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях и по ЛЭП, находящимся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора.

3.1.2. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционные зоны диспетчерских центров (схемы энергосистем), а также осуществлять рассмотрение и

согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.1.3. Разрабатывать, утверждать и доводить до Потребителя типовые программы переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации Потребителя, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерских центров Системного оператора.

3.1.4. Задавать графики напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Системного оператора, с указанием верхних и нижних границ регулирования напряжения.

3.1.5. Осуществлять регулирование частоты электрического тока, определять параметры настройки устройств релейной защиты, объёмы, места размещения, места реализации управляющих воздействий и параметры настройки устройств противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.6. Определять требования к графикам аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики аварийного ограничения), осуществлять рассмотрение и согласование графиков аварийного ограничения, разработанных сетевыми организациями.

3.1.7. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы и условиям работы электроэнергетического оборудования с учетом особенностей работы энергообъектов Потребителя, обусловленных техническими и технологическими режимами работы оборудования основного промышленного производства Потребителя.

3.1.8. Учитывать полученную от Потребителя в соответствии с нормативными правовыми актами и настоящим Соглашением информацию об актуальных технических параметрах и плановых почасовых графиках нагрузки генерирующего оборудования электростанций Потребителя. За исключением случаев, указанных в пунктах 3.2.2, 5.2 настоящего Соглашения, задавать диспетчерский график работы электростанций Потребителя, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, на основании предложений Потребителя по плановому почасовому графику нагрузки генерирующего оборудования на соответствующие сутки. Доводить диспетчерский график работы электростанций Потребителя до оперативного персонала электростанций в виде обязательного для исполнения документа. Информация, представляемая Потребителем для формирования диспетчерского графика работы электростанций, указана в приложении № 2 к настоящему Соглашению.

3.2. Потребитель обязан:

3.2.1. Выполнять заданный Системным оператором диспетчерский график работы электростанций Потребителя.

3.2.2. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийного электроэнергетического режима в работе энергосистемы корректировать график нагрузки электростанций и осуществлять загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерскими командами (распоряжениями) Системного оператора.

3.2.3. Осуществлять контроль токовой загрузки ЛЭП и оборудования энергообъектов Потребителя и информировать соответствующий диспетчерский центр Системного оператора в случае их перегрузки.

3.2.4. Контролировать уровни напряжения в электрических сетях Потребителя, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования

напряжения, поддерживать указанные оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные Системным оператором и сетевой организацией уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.5. Представлять Системному оператору информацию, необходимую для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, в соответствии с приложением № 2 к настоящему Соглашению и иную информацию в объемах и порядке, предусмотренных действующими нормативными правовыми актами, а также разработанными и утвержденными в соответствии с ними документами Системного оператора.

3.2.6. Ежегодно не позднее 15 ноября (при вводе в работу новых или реконструированных энергообъектов – за 3 (три) месяца до ввода их в работу) представлять Системному оператору на согласование нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Утвержденные нормальные схемы электрических соединений энергообъектов Потребителя на следующий год должны быть переданы Системному оператору не позднее 25 декабря текущего года (при вводе в работу новых или реконструированных энергообъектов – за 2 месяца до ввода их в работу).

3.2.7. При планируемом изменении параметров ЛЭП и оборудования энергообъектов Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, в срок не менее чем за 6 (шесть) месяцев до осуществления изменений уведомить об этом соответствующий диспетчерский центр Системного оператора в целях корректировки расчетных схем, используемых для расчетов установившихся режимов, параметров настройки устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики и инструктивных документов.

3.2.8. Незамедлительно сообщать диспетчерскому персоналу Системного оператора обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, в том числе произошедших автоматически действием устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, с указанием состава изменений, перечня сработавших устройств и причин, вызвавших их срабатывание.

3.2.9. Осуществлять фактические действия по вводу аварийных ограничений режима потребления по диспетчерской команде (распоряжению) Системного оператора, в том числе переданных через соответствующий персонал первичных (вторичных) получателей команд о вводе графиков аварийного ограничения, определенных в установленном порядке.

3.2.10. Участвовать в специализированных противоаварийных тренировках по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии и в проводимых Системным оператором межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках.

3.2.11. По заданиям Системного оператора (в том числе полученным через соответствующую сетевую организацию) осуществлять проведение на принадлежащих Потребителю объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах контрольных, внеочередных (по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие противоаварийной автоматики и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)) и иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения.

3.2.12. Предоставлять результаты проведенных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в соответствующий диспетчерский центр в определенном Системным оператором формате в течение 10 рабочих дней со дня проведения соответствующего замера. В случае получения заданий на проведение замеров через сетевую организацию предоставлять ей результаты замеров в течение 3 рабочих дней с даты их проведения для последующей передачи в диспетчерский центр Системного оператора.

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

4.1. Системный оператор на основании результатов рассмотрения предложений Потребителя формирует и утверждает сводные годовой и месячные графики ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания комплексов и устройств релейной защиты, сетевой, противоаварийной, режимной автоматики, регистраторов аварийных событий и процессов (далее – РЗА) и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации (далее – *графики ремонта*).

Формирование графиков ремонта осуществляется Системным оператором с учетом результатов рассмотрения предложений иных владельцев объектов электросетевого хозяйства, объектов по производству электрической энергии, а также ожидаемых балансов электрической энергии (мощности) по операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и необходимости координации, по возможности, сроков проведения ремонта на технологически связанных объектах.

4.2. Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора и своевременно получать информацию о причинах отказа во включении принадлежащих потребителю ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, в годовой или месячный график ремонта или изменения сроков вывода указанных объектов в ремонт по сравнению со сроками, содержащимися в предложении Потребителя.

4.3. Системный оператор осуществляет согласование вывода из работы (ввода в работу) ЛЭП, оборудования и устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации, путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и выдачи диспетчерских разрешений.

Потребитель вправе запрашивать у Системного оператора и получать информацию о причинах отказа в согласовании диспетчерской заявки на вывод в ремонт объекта диспетчеризации, принадлежащего Потребителю, а также об условиях, при выполнении которых вывод в ремонт указанного объекта может быть согласован.

4.4. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом Потребителя диспетчерской команды или разрешения диспетчерского персонала Системного оператора непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

4.5. Системный оператор вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды (распоряжения) о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации и подготовке к включению их в работу в сроки аварийной готовности.

4.6. Вывод из эксплуатации ЛЭП, оборудования и устройств энергообъектов

Потребителя, относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется по согласованию с Системным оператором и уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

Решение о выводе объекта диспетчеризации из эксплуатации оформляется актом о выводе ЛЭП, оборудования из эксплуатации, утверждаемым Потребителем. Указанный акт направляется Системному оператору в 10-дневный срок с момента его утверждения.

5. Порядок взаимодействия при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала Системного оператора и оперативного персонала Потребителя по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в работе энергообъектов Потребителя, в том числе в чрезвычайных обстоятельствах и при отсутствии (потере) связи с диспетчерскими центрами Системного оператора, определяется инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра Системного оператора и соответствующими инструкциями Потребителя, разработанными и утвержденными в соответствии с инструкцией Системного оператора.

5.2. В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийного электроэнергетического режима в работе энергосистемы Системный оператор вправе корректировать график нагрузки электростанций Потребителя и выдавать оперативному персоналу электростанций Потребителя диспетчерские команды (распоряжения) на загрузку (разгрузку) генерирующего оборудования.

5.3. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения Системного оператора с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

5.4. В случае объявления Системным оператором о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (*далее – РВР*) на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра (РДУ) Системный оператор уведомляет Потребителя о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении объектов Потребителя, а также о необходимости принятия мер превентивного характера.

Потребитель представляет Системному оператору информацию, необходимую для разработки и принятия решений о применении мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и Правилами создания и функционирования штабов по обеспечению безопасности электроснабжения.

6. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам строительства (реконструкции, модернизации) энергообъектов Потребителя и технологического присоединения

6.1. Потребитель представляет Системному оператору на согласование до

утверждения планы (схемы, программы) развития и реконструкции объектов электросетевого хозяйства и электростанций Потребителя, а также актуализированную информацию о текущих планах строительства, реконструкции, модернизации энергообъектов Потребителя, в том числе по запросу Системного оператора в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения запроса. При корректировке согласованных объемов и сроков выполнения мероприятий по строительству (реконструкции) электрических станций и электрических сетей Потребитель обеспечивает согласование с Системным оператором вносимых изменений.

6.2. При технологическом присоединении энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя к электрическим сетям Системный оператор в установленных нормативными правовыми актами случаях рассматривает и согласовывает полученные от соответствующей сетевой организации технические условия на технологическое присоединение указанных энергообъектов (установок) и отступления от них.

Согласованию с Системным оператором также подлежат:

- техническое задание на разработку проектной документации, проектная документация на технологическое присоединение энергообъектов Потребителя к электрическим сетям в случае, если технические условия на их технологическое присоединение подлежали согласованию с Системным оператором;

- при строительстве (реконструкции) и технологическом присоединении объектов по производству электрической энергии - также техническое задание на разработку схемы выдачи мощности, схема выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной генерирующей мощностью более 5 МВт; при строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства – техническое задание на разработку проектной документации и проектная документация на объекты электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и более;

- техническое задание на разработку проектной документации (в случае одностадийного проектирования создания (модернизации) РЗА (при отсутствии этапа разработки проектной документации) – техническое задание на разработку рабочей документации), проектная и рабочая документация на создание (модернизацию) РЗА, СДТУ в соответствии с п. 6.7 настоящего соглашения;

- изменения, вносимые в вышеуказанные документы.

Потребитель обязан представить (в случае если в соответствии с договором об осуществлении технологического присоединения подготовка проектной документации и (или) разработка схемы выдачи мощности возложены на сетевую организацию - обеспечить представление сетевой организацией) указанные документы на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр Системного оператора.

При выборе и приобретении оборудования в целях последующей установки его на строящихся (реконструируемых) энергообъектах Потребитель обязан обеспечивать соответствие типов, характеристик и параметров приобретаемого (устанавливаемого) оборудования требованиям технических условий на технологическое присоединение, технического задания на разработку проектной документации и проектной документации.

6.3. Диспетчерский центр Системного оператора рассматривает документы, полученные от Потребителя (в предусмотренных п. 6.2 Соглашения случаях – от сетевой организации) и согласовывает их или направляет Потребителю (сетевой

организации) мотивированный отказ от их согласования и предложения по их корректировке.

6.4. При технологическом присоединении энергообъектов или энергопринимающих установок Потребителя к электрическим сетям в случае, если технические условия на их технологическое присоединение подлежали согласованию с Системным оператором, представитель Системного оператора вправе участвовать в мероприятиях по проверке выполнения технических условий Потребителем и сетевой организацией, осмотре (обследовании) присоединяемых энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя должностным лицом органа Ростехнадзора. Позиция Системного оператора по вопросу о выполнении сетевой организацией и Потребителем технических условий и возможности работы присоединяемых энергообъектов (установок) в составе ЕЭС России фиксируется в акте о выполнении технических условий, составленном сетевой организацией и согласованном Системным оператором.

6.5. В случае осуществления Потребителем технологического присоединения к принадлежащим ему энергообъектам энергопринимающих устройств (энергетических установок) иных лиц Потребитель выполняет функции сетевой организации в части подготовки и согласования технических условий и проектной документации на технологическое присоединение с Системным оператором и смежными сетевыми организациями, а также выполнения иных мероприятий по технологическому присоединению.

6.6. При вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более, электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ Потребитель обязан:

6.6.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу энергообъекта или в иной согласованный с Системным оператором срок в зависимости от сложности вводимого энергообъекта и объема необходимых расчетов, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) энергетического или электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, предоставить Системному оператору информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки (уставок) устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, находящимся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерских центров Системного оператора, в том числе:

- информацию о технических параметрах и паспортных данных оборудования и устройств энергообъекта Потребителя, сроках ввода его в эксплуатацию;

- информацию об устанавливаемой на объекте электроэнергетики версии микропроцессорных устройств РЗА;

- методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) устройств РЗА, для которых ДЦ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок), и руководство по эксплуатации установленной на энергообъекте Потребителя версии терминалов устройств РЗА на русском языке, содержащее функционально-логические схемы и схемы программируемой логики с описанием алгоритма работы данных схем.

Документация, указанная в настоящем пункте, предоставляется также в предусмотренный данным пунктом срок в случае установки на энергообъектах Потребителя новых (модернизации существующих) комплексов и устройств РЗА.

6.6.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под

нагрузку) энергообъекта Потребителя, соответствующего его оборудования разработать и представить на согласование Системному оператору проект нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной нормальной схемы электрических соединений энергообъекта Потребителя). Утвержденная Потребителем нормальная (временная нормальная) схема электрических соединений энергообъекта должна быть передана Системному оператору не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода энергообъекта в работу (пробного пуска).

6.6.3. Согласовать с соответствующим диспетчерским центром Системного оператора программы испытаний, пробных пусков и комплексного опробования оборудования энергообъекта (*далее – испытания*), для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

6.6.4. В течение 10 дней со дня окончания испытаний предоставить Системному оператору информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств энергообъекта Потребителя.

6.6.5. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния существующих ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для проведения испытаний или ввода построенного (реконструированного) энергообъекта в работу направить Системному оператору предложение о включении таких объектов диспетчеризации в месячный график ремонта в соответствии с п. 4.1 настоящего Соглашения.

6.7. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и необходимых для обеспечения их функционирования СДТУ, в том числе требующих выполнения работ на энергообъектах Потребителя и смежных и (или) иных объектах электроэнергетики, технологически связанных с энергообъектами Потребителя, Стороны обязаны руководствоваться требованиями, указанными в приложениях № 3, 4 к настоящему Соглашению, и положениями стандартов, указанных в приложении № 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов.

При создании (модернизации) СДТУ Стороны осуществляют взаимодействие в порядке, аналогичном предусмотренному стандартом, указанным в п. 4.3 приложения № 1 к настоящему Соглашению, для создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

7. Порядок взаимодействия по вопросам технического контроля и расследования причин аварий в электроэнергетике

7.1. Системный оператор:

7.1.1. Участвует в осуществлении уполномоченным федеральным органом исполнительной власти контроля за техническим состоянием энергообъектов Потребителя, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России.

7.1.2. Участвует в расследовании причин аварий на энергообъектах Потребителя в составе комиссий, созданных уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами), а также по согласованию – в составе комиссий, созданных Потребителем.

7.2. Системный оператор обязан представлять по запросу Потребителя

информацию о результатах расследования комиссиями, созданными с участием Системного оператора в установленном порядке, аварий в работе объектов электроэнергетики операционной зоны соответствующего диспетчерского центра, если данные технологические нарушения привели к отключениям и (или) технологическим нарушениям на энергообъектах Потребителя.

7.3. Потребитель обязан:

7.3.1. Представлять Системному оператору по запросу документы и информацию о техническом состоянии энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и иную информацию, необходимую для исполнения настоящего Соглашения.

7.3.2. Обеспечивать доступ уполномоченных представителей Системного оператора на энергообъекты Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, для осуществления мероприятий по контролю в соответствии с пунктом 7.1 настоящего Соглашения и оказывать Системному оператору содействие в их проведении.

7.3.3. Обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных по результатам расследования аварий на энергообъектах Потребителя, в процессе эксплуатации, а также при осуществлении контроля за техническим состоянием энергообъектов Потребителя и выполнением Потребителем требований, предусмотренных настоящим Соглашением.

7.3.4. Передавать Системному оператору оперативную информацию об авариях на энергообъектах Потребителя, а также в трехдневный срок после окончания расследования представлять Системному оператору оформленные акты расследования причин аварий на энергообъектах Потребителя напряжением 110 кВ и выше с использованием автоматизированного рабочего места, интегрированного с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации «База аварийности в электроэнергетике», ведение которого осуществляется Системным оператором.

7.3.5. Обеспечивать расследование в установленном порядке аварий в работе энергообъектов Потребителя (за исключением аварий, расследование причин которых осуществляется уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти). По согласованию с Системным оператором привлекать его представителей к участию в расследовании аварий на энергообъектах Потребителя в составе созданных Потребителем комиссий.

7.3.6. При планируемом изменении юридического или физического лица, ответственного за эксплуатационное состояние энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, не менее чем за 2 (два) месяца до передачи эксплуатационной ответственности другому лицу письменно уведомить об этом Системного оператора.

7.4. Потребитель вправе участвовать в расследовании аварий в электроэнергетике, затрагивающих, наряду с энергообъектами Потребителя, объекты электроэнергетики других лиц, в составе созданных в установленном порядке комиссий.

8. Организация системы обмена технологической информацией

8.1. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами обмена технологической информацией энергообъектов Потребителя с автоматизированной системой Системного оператора (СОТИАССО), а также системами обмена другими видами технологической информации (системой

межмашинного обмена, автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электрической энергии, посредством Web-обмена, электронной почты и др.). Требования к организации СОТИАССО приведены в приложении № 3 к настоящему Соглашению.

8.2. Потребитель обязан:

8.2.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых (основного и резервного) каналов связи между энергообъектами Потребителя и соответствующим диспетчерским центром Системного оператора (РДУ) 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 энергообъектом Потребителя и РДУ оперативный персонал Потребителя обязан принять меры к восстановлению связи. При этом должны быть использованы любые виды связи.

8.2.2. Ежегодно представлять Системному оператору списки лиц (с указанием контактной информации), ответственных за эксплуатационное обслуживание СДТУ и оперативное устранение неисправностей оборудования и устройств СДТУ, влекущих нарушение обмена технологической информацией или нарушения в работе каналов связи.

8.2.3. Осуществить модернизацию СОТИАССО энергообъектов Потребителя в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора, указанными в приложении № 3 к настоящему Соглашению (*далее – Технические требования*), и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями. Для этого:

– в течение 3 (трех) месяцев с момента заключения настоящего Соглашения разработать и представить на согласование Системному оператору план-график выполнения работ по модернизации СОТИАССО энергообъектов Потребителя (*далее – план график*);

– выполнить работы по модернизации СОТИАССО в предусмотренные планом-графиком сроки, в том числе согласовать с Системным оператором, техническое задание и проектную документацию на модернизацию СОТИАССО энергообъектов Потребителя и отступления от них.

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

9.1. При создании (модернизации) и организации эксплуатации комплексов и устройств РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований раздела 6 настоящего Соглашения, а также положений стандартов, указанных в разделе 4 приложения № 1 к настоящему Соглашению.

При организации и осуществлении технического учета и анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в них функций РЗА Стороны обеспечивают выполнение требований национального стандарта ГОСТ Р 56865-2016, указанного в пункте 5.3 приложения № 1 к настоящему Соглашению.

9.2. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 9.1 Соглашения документами, Системный оператор:

9.2.1. Задает (в том числе посредством выдачи заданий соответствующим сетевым организациям) объемы нагрузки Потребителя, подключаемой под действие противоаварийной автоматики, в том числе автоматики частотной разгрузки (АЧР) и

специальной автоматики отключения нагрузки (САОН), выполняет расчеты параметров настройки (уставок) устройств противоаварийной автоматики, относящихся к объектам диспетчеризации, и выдает (в том числе через сетевую организацию) соответствующие задания Потребителю.

9.2.2. Осуществляет проверку соответствия параметров настройки устройств РЗА заданиям Системного оператора.

9.2.3. Осуществляет с участием Потребителя выборочные проверки эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах Потребителя, и объемов нагрузки Потребителя (присоединений и фидеров), подключенных под действие таких устройств.

9.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 9.1 Соглашения документами, Потребитель обязан:

9.3.1. 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 диспетчерских центров Системного оператора и настоящим Соглашением.

9.3.2. Выполнять задания диспетчерских центров Системного оператора (в том числе выданные через соответствующие сетевые или энергоснабжающие организации) по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки (генерации) под действие противоаварийной и режимной автоматики, настройке устройств РЗА.

9.3.3. Информировать Системного оператора о выполнении его заданий по подключению энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя под действие противоаварийной и режимной автоматики, об изменении параметров настройки (уставок) устройств РЗА, в том числе представлять в соответствующие диспетчерские центры сведения о фактическом подключении энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя под действие АЧР и САОН с указанием величины отключаемой мощности.

9.3.4. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики на энергообъекты и энергопринимающие установки Потребителя.

9.3.5. Ежегодно в срок до 1 октября представлять Системному оператору перечень объектов Потребителя, отнесенных к I и II категориям надёжности электроснабжения, а также перечень объектов Потребителя, ограничение режима потребления электрической энергии которых ниже уровня аварийной брони не допускается.

9.3.6. Обеспечивать представителям Системного оператора доступ на энергообъекты Потребителя для проведения совместно с Потребителем выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах Потребителя, и объемов нагрузки Потребителя (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам таких проверок, в согласованные с Системным оператором сроки.

10. Изменение и дополнение условий Соглашения

10.1. Настоящее Соглашение может быть изменено или дополнено по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему, которые вступают в силу с момента подписания их обеими Сторонами.

10.2. 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, при необходимости, приводят условия настоящего Соглашения в соответствие с принятыми нормативными правовыми актами.

10.3. Переход права собственности или иного права на энергообъекты 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 этих случаях Потребитель обязан не менее чем за 10 дней письменно уведомить Системного оператора о предстоящем переходе права собственности или иного права на энергообъекты, а также уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению. Копия акта приема-передачи энергообъектов или их части в 10-тидневный срок с момента подписания акта направляется Потребителем Системному оператору.

В случае реорганизации Потребителя, влекущей переход права собственности на энергообъекты к другому лицу (правопреемнику), права и обязанности Потребителя по настоящему Соглашению переходят к ее правопреемнику в соответствии с передаточным актом или разделительным балансом, утвержденным уполномоченным органом управления Потребителя, с момента завершения реорганизации.

11. Ответственность Сторон. Разрешение споров

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

11.2. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, Стороны будут разрешать путем проведения переговоров, если иное не предусмотрено условиями настоящего Соглашения.

11.3. Споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе связанные с его заключением, изменением, исполнением, нарушением, расторжением, прекращением и действительностью, не урегулированные Сторонами путем переговоров, подлежат разрешению в Арбитражном суде города Москвы.

12. Заключительные положения

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

12.2. 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.

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

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

13. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

13.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок взаимодействия Потребителя и Системного оператора при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора.

13.2. Приложение № 2. Перечень основной информации, передаваемой Потребителем в диспетчерские центры Системного оператора для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

13.3. Приложение № 3. Технические требования по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора.

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

14. Юридические адреса и подписи Сторон:

Системный оператор:
109074, г. Москва,
Китайгородский проезд, д.7, стр. 3
Тел.: (495) 710-51-25
Факс: (495) 710-65-42
Филиал АО «СО ЕЭС»:

_____/_____

М.п.

Потребитель:

Тел.: _____

Факс: _____

_____/_____

М.п.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок взаимодействия Потребителя и Системного оператора
при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС
России в операционных зонах диспетчерских центров Системного оператора**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (РДУ) и обязательные для исполнения Системным оператором и Потребителем:

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

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

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

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

1.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

1.6. Регламент формирования в филиале АО «СО ЕЭС» 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 филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

1.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» 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 филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ.

1.10. 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.

1.11. Перечень устройств РЗА Потребителя, для которых филиал АО «СО ЕЭС» РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

1.12. Инструкции по оперативному обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации филиала АО «СО ЕЭС» РДУ.

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

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

2.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

2.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации Потребителя (согласно утвержденному РДУ перечню).

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Потребителем с учетом требований аналогичных документов Системного оператора (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 комплексов и устройств РЗА.

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

4.1. 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).

4.2. 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).

4.3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказом АО «СО ЕЭС» от 31.01.2017 № 27).

4.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

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 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 03.04.2012 № 139, с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 14.07.2015 № 225).

4.7. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.005-2016 «Порядок подготовки заключений о возможности вывода из эксплуатации генерирующего

оборудования электростанций, относящегося к объектам диспетчеризации» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 01.09.2016 № 232).».

4.8. 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, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

4.9. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

4.10. 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).

4.11. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при коротких замыканиях. Устройства фиксации тяжести короткого замыкания. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 13.04.2017 № 104).

4.12. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.011-2016 «Релейная защита и автоматика. Устройства синхронизированных векторных измерений. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 20.03.2017 № 75).

4.13. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматической разгрузки при перегрузке по мощности. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 31.03.2017 № 89).

4.14. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2017 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматического ограничения повышения частоты. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 06.04.2017 № 94).

4.15. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 02.04.2018 № 79).

4.16. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2018 «Релейная защита и автоматика. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 09.04.2018 № 84).²

² Пункты 4.11, 4.13 включаются в раздел 4 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт и более и (или) объектами электросетевого

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).

5.6. ГОСТ Р 58085-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования» (утвержден приказом Росстандарта от 13.03.2018 № 129-ст).

Примечания:

1. Документ, указанный в пункте 2.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с РДУ в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, а также порядка действий оперативного персонала Потребителя в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

хозяйства классом напряжения 220 кВ и выше.

Пункты 4.12, 4.16 включаются в раздел 4 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 500 МВт и более и (или) объектами электросетевого хозяйства классом напряжения 500 кВ и выше.

Пункт 4.14 включается в раздел 4 настоящего приложения в случае заключения соглашения с потребителем, владеющим на праве собственности или ином законном основании электростанцией установленной генерирующей мощностью 100 МВт и более или распределительным устройством такой электростанции.

С учетом схемно-режимных особенностей соответствующей операционной зоны и планируемых к реализации проектов по созданию (модернизации) противоаварийной автоматики допускается включение вышеуказанных пунктов в соглашения с иными потребителями, владеющими объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства.

2. В случае использования потребителем указанных в разделах 1 и 4 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала (энергообъектов) Потребителя ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

3. Стандарты, указанные в разделе 4 настоящего приложения, размещаются на сайте Системного оператора в сети Интернет. Потребитель присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения или соответствующего дополнительного соглашения к нему.

4. 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.

Системный оператор:

_____/_____

М.п.

Потребитель:

_____/_____

М.п.

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

1. Информация, представляемая в установленные настоящим пунктом сроки, а также по запросу РДУ в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

1.1. Перечень электростанций и объектов электросетевого хозяйства (подстанций и ЛЭП) номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, принадлежащих Потребителю на праве собственности или ином законном основании, с указанием границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности – ежегодно.

1.2. В отношении каждой из принадлежащих Потребителю электростанций, независимо от величины ее установленной генерирующей мощности:

1.2.1. Информация о величине установленной генерирующей мощности электростанции и располагаемой мощности электростанции в следующем году с разбивкой по месяцам года (для электростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более – также с разбивкой по каждой единице генерирующего оборудования) – ежегодно, до 1 июля.

1.2.2. Сведения об изменении установленной генерирующей мощности электростанции Потребителя, в том числе в результате ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации) электростанции (энергоблока) и (или) энергетического оборудования электростанции либо его перемаркировки, с приложением подтверждающих такие изменения документов (разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, акт приемки законченного строительством объекта, акт приемки оборудования в эксплуатацию, разрешение на допуск в эксплуатацию энергоустановки, акт о выводе основного энергетического оборудования из эксплуатации и др.) – в течение 10 дней со дня такого изменения (наступления обстоятельств, повлекших такое изменение).

2. Информация, представляемая в ДЦ в отношении электростанций установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более, наряду с информацией, указанной в п. 1 настоящего перечня:

2.1. Информация о планах по строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию, выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) на предстоящие 7 лет – ежегодно, до 1 июля.

2.2. Плановые почасовые графики нагрузки генерирующего оборудования на соответствующие сутки и информация об актуальных технических параметрах генерирующего оборудования, включая максимальные и минимальные допустимые значения активной мощности генерирующего оборудования (технический максимум и минимум, технологический минимум) – в формате макета XML53500 не позднее 24 часов до начала суток, в течение которых осуществляется производство (поставка) электрической энергии, для каждого часа указанных суток (с указанием суммарных объемов электрической энергии, продаваемых по договорам с гарантирующим поставщиком и договорам с иными покупателями электрической энергии).

2.3. Данные коммерческого учета электрической энергии за прошедший месяц – до 7-го числа следующего месяца.

2.3.1. Информация о фактической выработке, потреблении электрической

энергии и ее поставке (продаже) на розничном рынке за прошедший календарный год (с детализацией по электростанциям Потребителя) с указанием суммарных объемов электрической энергии, вырабатываемых с использованием принадлежащей Потребителю электростанции и продаваемых Потребителем на розничном рынке по договорам с гарантирующим поставщиком, договорам с иными покупателями электрической энергии, а также с указанием объемов потребления электрической энергии для удовлетворения собственных производственных (промышленных) нужд – ежегодно до 20 января следующего года, а также по запросу РДУ в течение 10 дней со дня получения запроса.

2.4. Информация о допустимом времени работы генерирующего оборудования электростанций в различных диапазонах по частоте и об уставках технологических защит, действующих на отключение или разгрузку генерирующего оборудования при изменении частоты в энергосистеме – ежегодно до 1 апреля, а в случае изменения предоставленных данных – в течение 10 дней со дня такого изменения (наступления обстоятельств, повлекших изменение).

3. Информация в соответствии с установленным приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» перечнем информации, предоставляемой субъектами электроэнергетики, – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом для передачи информации в диспетчерские центры. Указанная информация также предоставляется по запросу РДУ в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

4. Информация о технологическом присоединении к электрическим сетям Потребителя энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства – ежемесячно, до 20 числа месяца, следующего за отчетным, по форме приложения № 65 к приказу Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления».

5. Телеметрическая информация, представляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора (Приложение № 3 к Соглашению).

6. Копии актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности с сетевыми организациями, к электрическим сетям которых технологически присоединены энергообъекты Потребителя, и актов согласования аварийной и технологической брони для энергообъектов и энергопринимающих установок Потребителя.

7. Другая информация, необходимая Системному оператору для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, в том числе представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами.

Примечание:

1. При необходимости, для детализации процесса получения информации соответствующий диспетчерский центр Системного оператора (РДУ) и Потребитель разрабатывают и утверждают регламент обмена информацией и документацией между РДУ и Потребителем.

2. Потребитель обязан уведомить гарантирующего поставщика о передаче Системному оператору данных, указанных в п. 2.2 настоящего приложения.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.

Технические требования по организации обмена технологической информацией с диспетчерскими центрами Системного оператора

1. Общие требования

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется на основе оперативных данных и телеметрической информации, передаваемых с объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства в режиме реального времени в диспетчерские центры Системного оператора с помощью систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (*далее - СОТИАССО*).

В филиал Системного оператора _____ (*далее – РДУ*) должны осуществляться сбор и передача следующей информации:

- телеметрическая информация о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (телеизмерения и телесигнализация);
- параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики;
- информация систем автоматического управления нормальными и аварийными режимами;
- информация об аварийных событиях и процессах;
- голосовая информация, обеспечивающая управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

1.2. Настоящие технические требования определяют:

- принципы организации каналов связи;
- требования к организации телефонной связи для оперативных переговоров и организации производственно-технологической телефонной связи;
- общие требования по организации обмена телеинформацией;
- требования к составу передаваемой телеинформации;
- требования к регистраторам аварийных событий и к составу и обмену информацией об аварийных событиях и процессах.

1.3. Технические требования касаются круга параметров, требования к которым были определены подсистемами, указанными в пункте 1.1 и действовавшими на момент формирования данных технических требований. При развитии указанных подсистем или при появлении новых подсистем данные технические требования должны быть дополнены с учетом требований этих подсистем и приняты к выполнению.

1.4. Требования к организации передачи информации для противоаварийной автоматики приведены в стандарте АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75).

1.5. Потребитель обязан:

1.5.1. В рамках существующей на момент заключения настоящего Соглашения СОТИАССО (до ее модернизации):

– обеспечить сбор и передачу в РДУ существующего (передаваемого на момент заключения настоящего Соглашения) объема необходимой для Системного оператора телеметрической информации, указанного в графе 3 таблицы 1

– также организовать сбор и передачу в РДУ дополнительного объема телеметрической информации, указанного в графе 4 таблицы 1.

1.5.2. В рамках модернизации СОТИАССО:

1.5.2.1. Организовать сбор и передачу в РДУ:

– телеметрической информации в объеме, указанном в графе 5 таблицы 1, в соответствии с требованиями раздела 3 настоящих Технических требований;

– информации об аварийных событиях и процессах в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Технических требований.

1.5.2.2. Организовать цифровые каналы связи для передачи телеметрической информации и телефонной связи для оперативных переговоров. Организация цифровых каналов связи должна выполняться в соответствии с требованиями разделов 2, 3 настоящих Технических требований.

Таблица 1

Перечень точек измерения и состав телеметрической информации, передаваемой в диспетчерские центры Системного оператора с энергообъектов Потребителя

№ п/п	Диспетчерское наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации			Примечание
		ТИ, ТС, фактически передаваемые с энергообъекта в РДУ в рамках существующей СОТИАССО	Дополнительные ТИ, ТС, подлежащие передаче в РДУ в рамках существующей СОТИАССО	ТИ ТС, подлежащие передаче в РДУ после модернизации СОТИАССО	
1	2	3	4	5	7

2. Требования к организации каналов связи

2.1. Общие технические требования по организации первичной сети связи:

2.1.1. Между РДУ и энергообъектами Потребителя, оборудование и технические средства которых включены в перечень объектов диспетчеризации, должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе цифровых систем связи по двум независимым диспетчерским каналам связи с соответствующим РДУ.

2.1.2. Технические задания и проектная документация на организацию каналов связи должны быть согласованы с соответствующим РДУ в части: технических требований к каналам связи, в том числе, требований по присоединению оборудования каналов связи энергообъектов Потребителя к узлу связи соответствующего РДУ; требований к их количеству, пропускной способности и резервированию; необходимому количеству цифровых каналов связи, требований к взаимному резервированию каналов связи, параметрам обмена и объемам телеметрической

информации, а также параметрам передачи управляющих воздействий.

2.1.3. Для организации цифровых каналов связи в направлении РДУ могут использоваться подземные ВОЛС и подвесные ВОЛС-ВЛ, каналы сети связи общего пользования на основании договоров аренды каналов связи или иных договоров с операторами связи, ВЧ-связь по ВЛ с цифровой обработкой сигналов, оцифрованные кабельные линии связи с металлическими жилами, цифровые радиорелейные линии связи (ЦРРЛ) и комбинированные тракты цифровых каналов на их основе.

2.1.4. Ресурсы спутниковых систем связи на базе использования геостационарных космических аппаратов и цифровых транкинговых систем могут временно (до организации резервных каналов в соответствии с требованиями п. 2.1.3. настоящих Технических требований) использоваться для организации телефонной связи для оперативных переговоров и передачи информации между РДУ и энергообъектами Потребителя только в качестве резервных, при условии выполнения требований, предъявляемых к организации телефонной связи для оперативных переговоров и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления. Использование услуг сотовой связи для организации диспетчерских каналов связи не допускается.

2.1.5. Для автоматизированных подсистем управления режимами ЕЭС России, в том числе для передачи телеметрической информации и диспетчерских команд, технологическая связь должна иметь коэффициент готовности каждого направления обмена информацией не менее 0,999 и время восстановления не более 11 минут в неделю.

2.1.6. Для подсистем управления, работающих в автоматическом режиме без участия человека, технологическая сеть связи по каждому направлению должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности работы этих систем.

2.1.7. Общий коэффициент готовности и время восстановления технологической сети связи должны удовлетворять требованиям всех работающих подсистем управления.

2.1.8. Полоса пропускания каждого из физических цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивался обмен информацией с необходимыми объемами и параметрами обмена, устанавливаемыми требованиями работающих подсистем оперативно-диспетчерского управления, включая телефонную связь.

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

2.1.10. Оборудование и устройства связи и передачи информации, находящиеся в зоне ответственности Потребителя, должны круглосуточно контролироваться. При повреждении указанных оборудования и устройств должны приниматься оперативные меры по их восстановлению.

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

В описании схемы и, по возможности, на самой схеме должны быть даны краткие характеристики основного каналообразующего оборудования, а также оборудования, протоколов и интерфейсов сопряжения каналов с оборудованием РДУ.

2.2. Организация телефонной связи:

2.2.1. Диспетчеру РДУ по каждому направлению передачи команд и ведения оперативных переговоров с оперативным персоналом энергообъектов Потребителя, в состав которых входят объекты диспетчеризации, должна быть предоставлена полнодоступная резервированная телефонная связь для оперативных переговоров с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала. Предоставляемые каналы связи для оперативных переговоров не должны коммутироваться на промежуточных АТС. Допускается организация постоянного транзитного соединения каналов и их кроссконнекция в цифровых потоках.

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

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

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

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

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

3. Требования к составу и обмену телеинформацией

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

3.2. Вероятность появления ошибки телеметрической информации должна соответствовать первой категории систем телемеханики ГОСТ 26.205-88.

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

3.4. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр устанавливается требованиями подсистем автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах не более 1-2 (одной – двух) секунд.

3.5. Время передачи команды телеуправления не должно превышать 2 секунды.

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

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

3.8. При использовании протокола ГОСТ Р МЭК 60870-5-104 на базе сервисов TCP/IP должны быть обеспечены гарантированное время доставки и информационная безопасность передаваемой информации.

3.9. Передача телеинформации в РДУ должна осуществляться в абсолютных значениях измеряемых величин по резервированным каналам без ретрансляции (напрямую, без обработки на промежуточных пунктах).

3.10. Перечень конкретных параметров телеинформации и методы ее передачи в РДУ определяются Системным оператором.

3.11. До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая схема передачи телеинформации с энергообъектов Потребителя в РДУ в случае, если такая схема предполагает передачу телеинформации в РДУ напрямую либо с одной ступенью ретрансляции (промежуточной обработки) в соответствующих оперативно-технологических службах Потребителя или сетевой организации. При передаче телеинформации в РДУ с одной ступенью ретрансляции (промежуточной обработки) допускается увеличение времени передачи информации для автоматизированных систем управления, указанного в п. 3.4 настоящих Технических требований, не более чем на 1 (одну) секунду.

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

Примечание: Под промежуточной обработкой понимается любое преобразование бинарной информации протоколов телемеханики аппаратно-программными средствами низшего уровня управления с целью дальнейшей перегруппировки и изменения объема данных для последующей передачи на верхние уровни управления в требуемых телемеханических протоколах.

3.13. По каждому энергообъекту Потребителя, в состав которого входят объекты диспетчеризации, в РДУ должна быть передана однолинейная электрическая схема подстанции с обозначенными на ней всеми точками измерения и составом измерений в каждой точке. На схеме наименование точек измерения и состав телеинформации в точке должны соответствовать обозначениям в графах 2 и 3 таблицы 1. Схемы должны представляться в бумажном и электронном (в формате Visio) виде.

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

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

4.2. Требования к автономным регистраторам аварийных событий и составу информации об аварийных событиях приведены в стандарте 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, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

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

4.4. Данные регистрации аварийных событий и процессов должны представляться немедленно по устному запросу или автоматически в РДУ – при наличии на энергообъекте Потребителя цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных событий и процессов, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования - в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня.

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

Системный оператор:

_____/_____

М.п.

Потребитель:

_____/_____

М.п.

Общие требования к релейной защите и автоматике

1. Область применения

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

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

2. Принятые сокращения

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

3. Требования к противоаварийной автоматике

Требования к противоаварийной автоматике регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.004-2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75), а также иных стандартов АО «СО ЕЭС», указанных в Приложении № 1 к настоящему Соглашению.

4. Требования к режимной автоматике на подстанциях Потребителя

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.2.10. При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ,

пуском УРОВ, останом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если на данной ЛЭП предусмотрен канал для передачи команд.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- многофазных КЗ в обмотках и на выводах (ошиновке);

- однофазных КЗ в обмотке и на выводах (ошиновке) 110-220 кВ;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- неполнофазного режима;
- понижения уровня масла.

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

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

5.3.4. Газовая защита Т (АТ) 110-220 кВ должна иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал. Газовая защита Т (АТ) 110-220 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

5.3.5. Резервные защиты Т (АТ) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

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

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

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

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

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

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

5.4. Релейная защита сборных шин 110-220 кВ

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

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

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

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

5.4.5. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

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

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

5.5. УРОВ 110-220 кВ

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

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

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

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

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

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

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

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

напряжения основных защит указанных ЛЭП и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

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

6. Требования к релейной защите (РЗ) и сетевой автоматике электрической сети 330-500 кВ³.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

³ Необходимость наличия данного раздела приложения определяется ДЦ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Пуск ОАПВ и УТАПВ должен осуществляться от быстродействующих защит.

6.2.11. При выполнении РЗ на микропроцессорной элементной базе следует предусматривать фазоселективность каждого терминала и его действия без дополнительных задержек на отключение поврежденной фазы при однофазных КЗ, а при многофазных КЗ на отключение трех фаз. Действие с выдержкой времени следует выполнять на отключение трех фаз.

6.2.12. ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

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

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

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

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

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

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

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

6.3. РЗ АТ (Т) и ШР 330-500 кВ.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.4.4. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.

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

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

6.4.7. Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

6.5. УРОВ 330-500 кВ.

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

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

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

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

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

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

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

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

7. Требования к регистрации аварийных событий и процессов.

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

7.2. Требования к автономным РАС, их применению на объектах

электроэнергетики, составу, записи и передаче информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС регламентируются положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

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

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

8. Требования по организации каналов связи для функционирования РЗА.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9. Прочие требования.

9.1. Микропроцессорные устройства РЗА должны правильно функционировать в диапазоне частоты электрического тока 45 – 55 Гц.

Системный оператор:

_____/_____
М.п.

Потребитель:

_____/_____
М.п.