

ТИПОВОЙ ДОГОВОР
возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике в части управления
технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и
энергопринимающих устройств потребителей электрической
энергии, а также обеспечения функционирования технологической
инфраструктуры оптового рынка электрической энергии
(мощности) и розничных рынков электрической энергии,
между

ОАО «СО ЕЭС» и производителем (поставщиком) электрической
энергии, осуществляющим производство продаваемой на розничном
рынке электрической энергии (мощности) с использованием
принадлежащей ему на праве собственности или на ином законном
основании электростанции, входящей в Единую энергетическую
систему России, установленная генерирующая мощность которой
составляет не менее 25 МВт

Договор № _____
возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в
электроэнергетике

г. Москва

«____» _____ 20__ г.

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице первого заместителя Председателя Правления Шульгинова Николая Григорьевича, действующего на основании доверенности от _____.____.20__ № _____, с одной стороны, и

_____,
именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____,

_____,
действующего на основании _____, с другой стороны, при совместном упоминании далее именуемые «Стороны», заключили настоящий договор (*далее – договор*) о следующем:

1. Предмет договора.

1.1. Исполнитель оказывает Заказчику услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии (*далее – услуга*) в порядке и на условиях, предусмотренных действующим законодательством и настоящим договором.

1.2. Заказчик оплачивает указанную в п. 1.1 договора услугу в размере, порядке и в сроки, предусмотренные условиями настоящего договора, и выполняет иные принятые по настоящему договору обязательства.

2. Общие положения.

2.1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетический режим Единой энергетической системы России (*далее – ЕЭС России*).

Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Исполнителем на основе оперативных данных и телеметрической информации, передаваемых в режиме реального времени в диспетчерские центры Исполнителя с объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с использованием систем обмена технологической информацией.

2.2. Каждый диспетчерский центр Исполнителя определяет перечень оборудования и устройств электростанций Заказчика, в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение (*далее – объекты диспетчеризации*). Информация о включении оборудования и устройств

электростанций Заказчика в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления доводится в письменном виде до сведения Заказчика.

2.3. Исполнитель определяет работников диспетчерских центров (диспетчеров), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра, а также осуществлять непосредственное воздействие на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с помощью средств телеуправления из диспетчерского центра. Исполнитель обязан ежегодно до 01 января каждого года предоставлять Заказчику списки диспетчерского персонала по соответствующим диспетчерским центрам и своевременно уведомлять Заказчика о внесенных в них корректировках.

2.4. Заказчик определяет дежурных работников электростанций Заказчика, уполномоченных на осуществление мероприятий, обеспечивающих эксплуатацию объектов диспетчеризации, выполнение переключений, пусков, отключений, локализацию технологических нарушений и восстановление технологического режима работы объектов диспетчеризации, подготовку их к проведению ремонта (*далее – оперативный персонал*). Заказчик обязан ежегодно до 01 января каждого года представлять Исполнителю списки оперативного персонала отдельно по каждой электростанции, в состав которой входят объекты диспетчеризации, и своевременно уведомлять Исполнителя о внесенных в них корректировках.

2.5. В целях организации технологического взаимодействия при исполнении обязательств по настоящему договору Стороны обеспечивают разработку и утверждение положений о взаимоотношениях при осуществлении Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, а также разработку, согласование и утверждение иных положений, инструкций программ и регламентов в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору, являющихся обязательными для Сторон.

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, управления электроэнергетическим режимом, регулирования частоты электрического тока, напряжения, производства переключений и иным вопросам осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров, разработанные и утвержденные Исполнителем в соответствии с Приложением № 1 к настоящему договору и (или) требованиями действующих нормативных правовых актов, направляются Исполнителем на электростанции Заказчика и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения персоналом электростанций Заказчика, если самими данными документами не установлен другой срок введения их в действие. Заказчик обязан осуществить мероприятия, необходимые для исполнения данных документов, до введения их в действие.

Стандарты, указанные в Приложении № 1 к настоящему договору, размещаются на сайте Исполнителя в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего договора. В случае если в соответствии с учредительными документами Заказчика для присоединения к стандартам Исполнителя требуется проведение дополнительных корпоративных процедур, Заказчик обязан обеспечить их проведение в течение 2-х месяцев со дня заключения настоящего договора.

2.6. Заказчик разрабатывает инструктивную документацию для оперативного персонала электростанций Заказчика на основании действующих нормативных правовых актов и соответствующих документов Исполнителя. Перечень документов Заказчика, подлежащих согласованию с Исполнителем, указан в Приложении № 1 к настоящему договору.

2.7. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется Исполнителем посредством выдачи диспетчерских команд и распоряжений, а также путем выдачи разрешений диспетчером соответствующего диспетчерского центра Исполнителя или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с помощью средств телеуправления из диспетчерского центра.

2.8. Диспетчерская команда дается диспетчером Исполнителя по каналам связи оперативному персоналу электростанции Заказчика (иному уполномоченному работнику Заказчика – по решению диспетчерского центра Исполнителя в случаях, обусловленных технологическими особенностями взаимосвязанной работы электростанций Заказчика) и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

Диспетчерское распоряжение дается на электростанцию Заказчика (в определенных Исполнителем случаях – Заказчику) в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

Диспетчерское разрешение выдается диспетчером Исполнителя по каналам связи оперативному персоналу электростанции Заказчика и содержит согласование на совершение действия (действий) по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Порядок согласования, принятия решения, выдачи диспетчерских команд, распоряжений и разрешений по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации определяется Исполнителем.

Заказчик обеспечивает возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Исполнителя непосредственно оперативному персоналу электростанций Заказчика.

2.9. Заказчик (оперативный персонал Заказчика) обязан выполнить диспетчерские команды и распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

Диспетчерские команды и распоряжения не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или приводит к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

2.10. В случае возникновения разногласий между Заказчиком и диспетчерским центром Исполнителя по вопросу изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации Заказчик вправе обратиться в вышестоящий диспетчерский центр после выполнения диспетчерской команды (распоряжения).

Заказчик вправе запрашивать у Исполнителя разъяснения по поводу тех диспетчерских команд, распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению Заказчика, являются неправомерными и наносят ущерб его интересам. Право Заказчика на получение указанных разъяснений не освобождает Заказчика (оперативный персонал Заказчика) от обязанности исполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском разрешении (согласовании), полученных от Исполнителя (диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

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

2.11. В случае оснащения электростанций Заказчика средствами телеуправления или дистанционного управления обеспечить возможность изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации путем формирования и передачи управляющих команд непосредственно из диспетчерских центров Исполнителя. Объем, структура, параметры и порядок телеуправления (дистанционного управления), осуществляемого из диспетчерских центров Исполнителя, определяются по согласованию между Исполнителем и Заказчиком.

2.12. При возникновении чрезвычайных обстоятельств (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария и иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей), влияющих на исполнение Заказчиком обязательств, принятых по настоящему договору, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды (распоряжения) или разрешения Исполнителя с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Порядок действий диспетчерского персонала Исполнителя и оперативного персонала Заказчика по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе в чрезвычайных обстоятельствах и при отсутствии (потере) связи с диспетчерскими центрами Исполнителя, определяется инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционных зонах соответствующих диспетчерских центров Исполнителя, а также инструкциями по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика, разработанными и утвержденными Заказчиком в соответствии с вышеуказанными инструкциями диспетчерских центров Исполнителя.

3. Права и обязанности Исполнителя.

3.1. Исполнитель обязуется оказывать Заказчику в соответствии с настоящим договором услугу, включающую выполнение следующего комплекса технологических мероприятий:

3.1.1. Обеспечение соблюдения установленных параметров надежности функционирования ЕЭС России и качества электрической энергии (в части частоты электрического тока и уровней напряжения в контрольных пунктах электрической сети, определенных диспетчерскими центрами Исполнителя).

3.1.2. Управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации.

3.1.3. Участие в организации деятельности по прогнозированию объема производства и потребления в сфере электроэнергетики; прогнозирование объема производства и потребления электрической энергии и участие в процессе формирования резерва производственных энергетических мощностей.

3.1.4. Разработку и представление в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью мероприятий, технологических схем и программ развития ЕЭС России и участие в их реализации, участие в разработке программ развития электроэнергетики субъектов РФ.

3.1.5. Согласование вывода в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации, а также ввода их в работу после ремонта и в эксплуатацию, включая утверждение годовых и месячных графиков ремонта линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (*далее – графики ремонта*).

3.1.6. Выдачу субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии обязательных для исполнения диспетчерских команд и распоряжений, связанных с осуществлением функций системного оператора.

3.1.7. Разработку оптимальных суточных графиков работы электростанций и электрических сетей ЕЭС России.

3.1.8. Регулирование частоты электрического тока (*далее – частота*), обеспечение функционирования системы автоматического регулирования частоты и мощности, режимной и противоаварийной автоматики, в том числе определение принципов функционирования, параметров настройки, факторов запуска, объемов управляющих воздействий, места установки и объектов воздействия противоаварийной и режимной автоматики.

3.1.9. Организацию и управление режимами параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, в том числе куплю-продажу электрической энергии (мощности) в целях технологического обеспечения совместной работы российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств в порядке, установленном правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) (*далее – оптовый рынок*).

3.1.10. Участие в формировании и выдаче при технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к единой национальной (общероссийской) электрической сети и к территориальным распределительным сетям технологических требований, обеспечивающих их работу в составе ЕЭС России.

3.1.11. Участие в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, в том числе контроля за соблюдением требований технических регламентов в сфере электроэнергетики и иных нормативных документов, действующих до вступления в силу указанных технических регламентов.

3.1.12. Обеспечение функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка и розничных рынков электрической энергии в соответствии с

нормативными правовыми актами, включая организацию и проведение отбора мощности на конкурентной основе в соответствии с правилами оптового рынка.

3.1.13. Осуществление контроля за своевременной и надлежащей реализацией инвестиционных программ генерирующих компаний, сформированных по результатам торговли мощностью.

3.1.14. Разработку и представление в уполномоченные органы исполнительной власти и соответствующие сетевые организации предложений по включению в инвестиционные программы сетевых организаций объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу и передачу на дальние расстояния мощности новых объектов по производству электрической энергии, определенных по результатам отбора мощности на конкурентной основе, а также рассмотрение в установленном Правительством РФ порядке инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и направление предложений по ним в уполномоченные органы исполнительной власти.

3.2. Указанный в пункте 3.1 настоящего договора комплекс технологических мероприятий по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике представляет собой единую (комплексную) и неделимую услугу, оказываемую Исполнителем Заказчику.

3.3. При оказании услуги Исполнитель обязан:

3.3.1. Задавать диспетчерский график работы электростанции Заказчика, генерирующее оборудование которых отнесено к объектам диспетчеризации, и доводить его до оперативного персонала электростанций в виде обязательного для исполнения документа.

3.3.2. Обеспечивать соответствие технологического режима работы объектов диспетчеризации допустимым технологическим режимам работы электроэнергетического оборудования.

3.3.3. Задавать графики напряжения в контрольных пунктах, определенных диспетчерскими центрами Исполнителя, с указанием верхних и нижних границ регулирования напряжения.

3.3.4. Разрабатывать и утверждать нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики операционных зон диспетчерских центров Исполнителя (схемы энергосистемы), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений электростанций Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации (*далее – нормальные схемы электрических соединений электростанций Заказчика*).

3.3.5. Предоставлять Заказчику следующую информацию:

– о включении объектов диспетчеризации Заказчика в годовой и месячные графики ремонта, о согласовании заявок Заказчика на вывод объектов диспетчеризации в ремонт и из эксплуатации – в порядке и сроки, установленные действующим законодательством;

– имеющуюся у Исполнителя информацию о результатах расследования технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, расположенных на территории операционных зон соответствующих диспетчерских центров Исполнителя, которые привели к повреждению оборудования или отключению объектов электроэнергетики Заказчика, – по запросу Заказчика в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса.

3.3.6. При создании (модернизации) систем релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, автоматического повторного

включения (*далее – РЗА*), автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления объектами электроэнергетики, систем телемеханики и связи (*далее совместно именуются «системы технологического управления»*), требующих выполнения работ на объектах электроэнергетики Заказчика и смежных и (или) иных объектах электроэнергетики, технологически связанных с объектами электроэнергетики Заказчика (*далее – смежные объекты*):

– в случае создания систем технологического управления по инициативе Исполнителя обеспечить соблюдение и учет общих требований к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, указанных в Приложении № 6 к настоящему договору, и технических требований, указанных в Приложении № 2 к настоящему договору, а также разработать и согласовать с Заказчиком и собственниками смежных объектов техническое задание на разработку проектной документации и проектную документацию на создание (модернизацию) указанных систем, включая предварительное технико-экономическое обоснование выполнения работ на объектах электроэнергетики Заказчика и смежных объектах;

– в случае создания систем технологического управления по инициативе Заказчика в течение соответственно 15 (30) календарных дней со дня получения от Заказчика рассмотреть и согласовать техническое задание на разработку проектной документации и проектную (рабочую) документацию на создание (модернизацию) соответствующей системы технологического управления либо в тот же срок направить Заказчику письменные обоснованные замечания к ним.

3.3.7. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям рассмотреть и согласовать полученные от Заказчика в соответствии с пунктом 4.1.32 настоящего договора документы либо направить Заказчику мотивированный отказ от их согласования (предложения по корректировке) в следующие сроки:

– техническое задание на разработку схемы выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более и техническое задание на разработку проектной документации на строительство (реконструкцию) и технологическое присоединение указанных объектов – в течение 10 (десяти) рабочих дней;

– схему выдачи мощности и проектную документацию на строительство (реконструкцию) и технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более – в течение 20 (двадцати) рабочих дней.

Течение указанных сроков начинается со дня, следующего за днем получения Исполнителем соответствующего документа. В случае сложного характера технологического присоединения указанные сроки могут быть увеличены по инициативе Исполнителя соответственно на 5 (20) рабочих дней. Исполнитель обязан уведомить Заказчика о необходимости увеличения сроков рассмотрения соответствующего документа в письменной форме с указанием причины продления сроков.

3.4. Исполнитель вправе:

3.4.1. Выдавать оперативному персоналу Заказчика обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения и контролировать их выполнение.

3.4.2. Выдавать диспетчерские разрешения (отказ в согласовании) на вывод из работы (ввод в работу) оборудования и устройств Заказчика, относящихся к объектам диспетчеризации, с учетом схемно-режимной ситуации. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато Заказчиком только после получения оперативным персоналом электростанции Заказчика диспетчерской команды или разрешения диспетчера Исполнителя непосредственно перед началом осуществления соответствующего изменения.

3.4.3. Контролировать выполнение Заказчиком требований по установке и эксплуатации систем и устройств РЗА, общего и нормированного первичного регулирования частоты и автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности (*далее – устройства регулирования частоты и перетоков мощности*), регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности; средств диспетчерского и технологического управления (*далее – СДТУ*), систем мониторинга, обеспечивающих сбор и передачу в диспетчерские центры технологической информации о состоянии и параметрах функционирования системных регуляторов (*далее – системы мониторинга работы системных регуляторов*)¹, систем мониторинга переходных режимов (*далее – СМПП*)², предусмотренных нормативными правовыми актами и настоящим договором.

3.4.4. Контролировать выполнение Заказчиком требований положений, инструкций, регламентов и иных документов, утвержденных (согласованных) Исполнителем в соответствии с пунктом 2.5 договора и Приложением № 1 к настоящему договору.

3.4.5. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики Заказчика к электрическим сетям участвовать в осмотре (обследовании) присоединяемых объектов, технические условия, на технологическое присоединение которых подлежали согласованию с Исполнителем. Позиция Исполнителя по вопросу о выполнении сетевой организацией и Заказчиком технических условий и возможности работы присоединяемых объектов электроэнергетики Заказчика в составе ЕЭС России фиксируется в акте о выполнении технических условий либо в протоколе осмотра (обследования) присоединяемого объекта электроэнергетики и учитывается при подписании акта об осуществлении технологического присоединения.

3.4.6. В установленном порядке участвовать в проверке и оценке готовности объектов электроэнергетики Заказчика к работе в осенне-зимний период.

3.4.7. Участвовать в установленном Правительством РФ порядке в расследовании причин аварий на объектах электроэнергетики Заказчика в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

3.4.8. Запрашивать у Заказчика и своевременно получать информацию о техническом состоянии и параметрах оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, а также иную информацию, необходимую для исполнения настоящего договора.

3.4.9. Контролировать выполнение Заказчиком требований и условий, предусмотренных настоящим договором.

¹ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

² Требование распространяется на электростанции, участвующие в работе СМПП.

4. Права и обязанности Заказчика.

4.1. Заказчик обязуется:

4.1.1. Оплачивать оказываемую Исполнителем по настоящему договору услугу в размере, порядке и сроки, установленные разделом 5 настоящего договора.

4.1.2. Соблюдать установленное диспетчерскими центрами Исполнителя распределение объектов диспетчеризации по способу управления (ведения).

4.1.3. Выполнять заданный Исполнителем диспетчерский график работы электростанций Заказчика и диспетчерские команды (распоряжения) по его корректировке.

4.1.4. Организовать круглосуточное дежурство оперативного персонала на электростанциях Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации. Изменение схемы оперативного обслуживания электростанций Заказчика осуществляется по согласованию с соответствующими диспетчерскими центрами Исполнителя.

4.1.5. Обеспечить соблюдение оперативным персоналом Заказчика оперативной дисциплины, не допуская действий, способных привести к возникновению недопустимых режимов, а также обеспечить возможность выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером Исполнителя непосредственно оперативному персоналу электростанций Заказчика. Исполнитель осуществляет выбор электростанций Заказчика, оперативному персоналу которых непосредственно отдаются диспетчерские команды и разрешения.

4.1.6. Принять к исполнению положения, инструкции, стандарты, регламенты и иные документы, утвержденные Исполнителем и доведенные до сведения Заказчика в соответствии с пунктом 2.5 настоящего договора.

4.1.7. Предоставлять Исполнителю информацию в объемах и в сроки, предусмотренные действующим законодательством, иными нормативными правовыми актами, утвержденными в соответствии с ними документами Исполнителя и настоящим договором (в том числе в соответствии с Приложением № 7 к настоящему договору), для планирования перспективных, долгосрочных и краткосрочных режимов работы ЕЭС России, управления электроэнергетическим режимом работы энергосистемы, настройки устройств РЗА, включая обновляемую текущую информацию о технико-экономических характеристиках, паспортных данных, допустимых режимах работы и ограничениях энергетического оборудования Заказчика при различных режимах работы, а также о планах строительства (реконструкции, модернизации, технического перевооружения), ввода в эксплуатацию и вывода из эксплуатации (демонтажа оборудования) объектов электроэнергетики Заказчика.

4.1.8. При планируемом изменении технических параметров оборудования и устройств объектов электроэнергетики Заказчика, относящихся к объектам диспетчеризации, не менее чем за 6 (шесть) месяцев до осуществления изменений уведомить об этом соответствующие диспетчерские центры Исполнителя в целях корректировки расчетных схем, используемых для расчетов установившихся режимов, параметров настройки устройств РЗА и соответствующих инструктивных документов.

4.1.9. Соблюдать требования к созданию (модернизации), техническому состоянию, работоспособности и организации эксплуатации энергетического оборудования, систем, устройств РЗА, устройств регулирования частоты и потоков мощности, регулирования напряжения и компенсации реактивной

мощности, СДТУ, систем мониторинга работы системных регуляторов, СМНР, систем контроля и учёта электрической энергии, предусмотренные нормативными правовыми актами, настоящим договором и документами, указанными в Приложении № 1 к настоящему договору.

4.1.10. Привести систему обмена технологической информацией объекта электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой Системного оператора (*далее – СОТИАССО*) в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России, указанными в Приложении № 2 к настоящему договору (*далее – Технические требования*), и обеспечивать функционирование СОТИАССО в соответствии с указанными Техническими требованиями.

Степень соответствия СОТИАССО объектов электроэнергетики Заказчика Техническим требованиям фиксируется двусторонним актом технического состояния (актом технической готовности) СОТИАССО. Заказчик обязан оформить указанный акт и представить его для рассмотрения и утверждения в соответствующий диспетчерский центр Исполнителя в течение 1 (одного) месяца с момента заключения настоящего договора, а также после завершения выполнения мероприятий каждого из этапов, предусмотренных Техническими требованиями.

В дальнейшем оформление акта технического состояния СОТИАССО производится Заказчиком по требованию Исполнителя, но не чаще одного раза в три года.

4.1.11. В целях приведения СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в соответствие с Техническими требованиями:

4.1.11.1. В срок не позднее ____ (_____) месяцев с момента заключения настоящего договора выполнить мероприятия, предусмотренные первым этапом Технических требований (п. 1.2.1 Приложения № 2 к настоящему договору)

4.1.11.2. В течение 3 (трех) месяцев с момента заключения настоящего договора разработать по установленной Приложением № 8 к настоящему договору форме и согласовать с Исполнителем программу модернизации СОТИАССО (*далее – программа модернизации*), предусматривающую выполнение мероприятий второго этапа Технических требований (п. 1.2.2 Приложения № 2 к настоящему договору) в срок до _____.20__ г.

4.1.11.3. Выполнить предусмотренные программой модернизации мероприятия, в том числе разработать и согласовать с Исполнителем техническое задание и проектную документацию на модернизацию СОТИАССО объекта электроэнергетики, осуществить монтаж, наладку необходимого оборудования, провести комплексные испытания СОТИАССО с участием соответствующего диспетчерского центра Исполнителя и ввести СОТИАССО после модернизации в промышленную эксплуатацию в указанный в п. 4.1.11.2 договора срок.

4.1.11.4. До окончания выполнения предусмотренных программой модернизации мероприятий ежеквартально до 10 (десятого) числа каждого месяца, следующего за отчетным кварталом, предоставлять Исполнителю отчет о ходе работ по модернизации СОТИАССО объекта электроэнергетики.

Изменения, вносимые Заказчиком в программу модернизации, техническое задание или проектную документацию на модернизацию СОТИАССО, подлежат согласованию с Исполнителем.

4.1.12. В случае получения Заказчиком статуса субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности) и права на участие в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке наряду с Техническими требованиями,

указанными в Приложении № 2 к настоящему договору, обеспечить выполнение технических требований по организации и осуществлению обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора, предусмотренных Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка (приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

4.1.13. Ежегодно предоставлять Исполнителю 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 с диспетчерскими центрами Исполнителя.

4.1.14. Обеспечивать размещение и настройку систем, устройств РЗА, устройств регулирования частоты и перетоков мощности, СДТУ и систем мониторинга работы системных регуляторов в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации и требованиями Исполнителя, в том числе обеспечивать выполнение заданий Исполнителя по объемам и местам подключения объектов электроэнергетики Заказчика под действие систем противоаварийной и режимной автоматики, уставкам настроек устройств РЗА.

4.1.15. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики на объекты электроэнергетики Заказчика.

4.1.16. Незамедлительно сообщать Исполнителю обо всех изменениях технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, произошедших автоматическим действием устройств РЗА, с указанием состава изменений и перечня сработавших устройств.

4.1.17. Осуществлять эксплуатацию электростанций Заказчика в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов и нормативно-технических документов, не допуская эксплуатации оборудования при нагрузке и параметрах, выходящих за пределы значений, указанных в технической документации на него, а также неисправного оборудования.

4.1.18. Поддерживать в надлежащем техническом состоянии устройства, воздействующие на энергетическое оборудование электростанций Заказчика с целью обеспечения устойчивой работы указанного оборудования и энергосистемы в целом в части первичного регулирования частоты, автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности, автоматического регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, а также обеспечивать работу таких устройств в соответствии с установленными Исполнителем параметрами с учетом требований пунктов 4.1.20, 4.1.21 настоящего договора.

4.1.19. Обеспечивать контроль технического состояния оборудования и устройств электростанций, своевременное проведение их технического обслуживания и ремонта.

4.1.20. При участии электростанции Заказчика в первичном регулировании частоты, вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, регулировании напряжения и реактивной мощности определять величину диапазона, предоставляемого Исполнителю электростанцией для соответствующего

регулирования, исходя из фактического технического состояния оборудования электростанции.

4.1.21. При определении режимов и алгоритмов работы стационарных устройств регулирования активной и реактивной мощности учитывать отклонения фактических технических параметров работы оборудования электростанции, участвующего в соответствующем регулировании, от его проектных параметров.

4.1.22. В случае установки на электростанциях Заказчика устройств мониторинга работы системных регуляторов обеспечить поддержание указанных устройств в рабочем состоянии и осуществлять передачу Исполнителю регистрируемой ими информации в согласованном с Исполнителем порядке.³

4.1.23. По заданию Исполнителя обеспечить в согласованные Сторонами сроки установку на соответствующих объектах электроэнергетики Заказчика устройств СМПР и осуществлять передачу на сервер соответствующего диспетчерского центра Исполнителя данных СМПР в формате и в сроки, согласованные Исполнителем. Осуществлять техническое и оперативное обслуживание регистраторов СМПР в соответствии с инструкциями Исполнителя.

4.1.24. При создании (модернизации) систем технологического управления, а также при строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) объектов электроэнергетики Заказчика либо смежных объектов обеспечить выполнение общих требований к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, указанных в Приложении № 6 к настоящему договору, и Технических требований, указанных в Приложении № 2 к настоящему договору.

4.1.25. При создании (модернизации) по инициативе Заказчика систем технологического управления, требующих выполнения работ на объектах электроэнергетики Заказчика и смежных объектах:

- с учетом требований, указанных в Приложениях № 2 и № 6 к настоящему договору, разработать и согласовать с Исполнителем и собственниками смежных объектов техническое задание на разработку проектной документации и проектную документацию на создание (модернизацию) указанных систем, включая предварительное технико-экономическое обоснование выполнения работ на смежных объектах;

- в соответствии с согласованным техническим заданием и проектной документацией разработать рабочую документацию на создание (модернизацию) систем технологического управления в части работ, подлежащих выполнению на объектах электроэнергетики Заказчика;

- согласовать с Исполнителем и собственниками смежных объектов сроки выполнения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления и выполнить работы на объектах электроэнергетики Заказчика в соответствии с согласованной проектной документацией и в согласованные сроки.

4.1.26. При создании (модернизации) по инициативе Исполнителя или собственников смежных объектов систем технологического управления, требующих выполнения работ на объектах электроэнергетики Заказчика и смежных объектах:

- в течение соответственно 15 (30) календарных дней со дня получения рассмотреть и согласовать техническое задание на разработку проектной

³ Требование распространяется на электростанции установленной мощностью 500 МВт и более при величине установленной мощности турбоагрегата (гидроагрегата) 150 (100) МВт и более.

документации и проектную документацию на создание (модернизацию) соответствующих систем технологического управления, разработанные и представленные Исполнителем или собственниками смежных объектов, либо в тот же срок представить письменные обоснованные замечания к ним;

– с учетом требований, указанных в Приложениях № 1 и № 6 к настоящему договору, и в соответствии с согласованными техническим заданием и проектной документацией разработать рабочую документацию на создание (модернизацию) систем технологического управления в части работ, подлежащих выполнению на объектах электроэнергетики Заказчика;

– согласовать с Исполнителем и собственниками смежных объектов сроки выполнения работ по созданию (модернизации) систем технологического управления и выполнить соответствующие работы на объектах электроэнергетики Заказчика в согласованные сроки.

4.1.27. В соответствии с требованиями нормативных правовых актов и в установленном Исполнителем порядке представлять на рассмотрение в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации для включения в годовые и месячные графики ремонта; соблюдать утвержденные Исполнителем графики ремонта объектов диспетчеризации.

4.1.28. Ежегодно в установленные Исполнителем сроки представлять на согласование в диспетчерские центры Исполнителя проекты нормальных схем электрических соединений электростанций Заказчика с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящегося к объектам диспетчеризации. Предоставлять в диспетчерские центры Исполнителя утвержденные нормальные схемы электрических соединений электростанций Заказчика на следующий год не позднее 25 декабря текущего года.

4.1.29. В соответствии с требованиями нормативных правовых актов участвовать в разработке и принимать к исполнению графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии.

4.1.30. Участвовать в противоаварийных и специализированных тренировках, проводимых Исполнителем.

4.1.31. Представлять Исполнителю на согласование планы (программы) по строительству (реконструкции) объектов электроэнергетики, а также предоставлять Исполнителю актуализированную информацию о текущих планах строительства (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики Заказчика, в том числе по запросу Исполнителя в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса. При корректировке согласованных объемов и сроков строительства (реконструкции) объектов электроэнергетики обеспечивать согласование с Исполнителем соответствующих изменений.

4.1.32. При строительстве (реконструкции) объектов по производству электрической энергии Заказчика и их технологическом присоединении к электрическим сетям представлять на рассмотрение и согласование в соответствующие диспетчерские центры Исполнителя (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 Исполнителю сетевой организацией) следующие документы:

– техническое задание на разработку схемы выдачи мощности и схему выдачи мощности объектов по производству электрической энергии установленной мощностью 5 МВт и более;

– техническое задание на разработку проектной документации и разработанную Заказчиком проектную документацию на строительство (реконструкцию) указанных объектов по производству электрической энергии и их технологическое присоединение к электрическим сетям.

4.1.33. В случае осуществления Заказчиком технологического присоединения к принадлежащим ему объектам электроэнергетики энергопринимающих устройств (энергетических установок) иных лиц согласовать с Исполнителем технические условия и проектную документацию на технологическое присоединение указанных устройств (установок).

4.1.34. При вводе в эксплуатацию построенных (реконструированных) объектов электроэнергетики Заказчика:

4.1.34.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу объекта электроэнергетики предоставить Исполнителю информацию о технических параметрах и паспортных данных оборудования и устройств объекта электроэнергетики, сроках ввода его в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, параметров настройки устройств РЗА и подготовки оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации.

4.1.34.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до пробного пуска (постановки под нагрузку) объекта электроэнергетики разработать и представить на согласование Исполнителю проект нормальной схемы электрических соединений объекта электроэнергетики (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной (пусковой) нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная Заказчиком нормальная (пусковая) схема электрических соединений объекта электроэнергетики должна быть передана Исполнителю не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода объекта электроэнергетики в работу (пробного пуска).

4.1.34.3. Согласовать с Исполнителем программы испытаний, пробных пусков и комплексного опробования оборудования объекта электроэнергетики (*далее – испытания*), для проведения которых требуется изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

4.1.34.4. В течение 10 дней со дня окончания испытаний предоставить Исполнителю информацию о результатах проведенных испытаний, включая скорректированные технические характеристики оборудования и устройств объекта электроэнергетики Заказчика.

4.1.34.5. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния действующих оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для проведения испытаний или ввода построенного (реконструированного) объекта электроэнергетики в работу направить Исполнителю предложение о включении таких объектов диспетчеризации в месячный график ремонта.

4.1.35. Обеспечивать в установленном порядке работу комиссии по проверке и оценке готовности объектов электроэнергетики Заказчика к работе в осенне-зимний период.

4.1.36. Предоставлять Исполнителю документы и информацию о техническом состоянии объектов электроэнергетики Заказчика; обеспечивать доступ уполномоченных представителей Исполнителя на объекты электроэнергетики Заказчика для участия в осуществлении мероприятий по контролю за техническим состоянием объектов электроэнергетики Заказчика, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России, и оказывать Исполнителю содействие в их проведении.

4.1.37. Обеспечивать своевременное устранение нарушений, выявленных в процессе осуществления контроля за техническим состоянием объектов электроэнергетики Заказчика и выполнением им требований, предусмотренных настоящим договором.

4.1.38. Немедленно сообщать Исполнителю обо всех происшедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на объектах электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

4.1.39. Участвовать в установленном Правительством РФ порядке в расследовании аварий на объектах электроэнергетики Заказчика в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Обеспечивать расследование аварий в работе объектов электроэнергетики Заказчика, установление причин которых отнесено Правительством РФ к полномочиям Заказчика; предоставлять Исполнителю копии актов расследования указанных аварий. Обеспечивать выполнение мероприятий, предусмотренных актами расследования аварий.

4.1.40. В случае объявления Исполнителем о возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения (*далее – РВР*) на территории операционной зоны соответствующего диспетчерского центра предоставлять Исполнителю по его запросу в течение 2 часов с момента получения запроса или в иные предусмотренные запросом сроки информацию, необходимую для разработки и принятия решений о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР.

4.1.41. В 10-дневный срок с момента подписания направлять Исполнителю копии документов, подтверждающих ввод в эксплуатацию (вывод из эксплуатации) электростанции, отдельной установки по производству электрической энергии, входящей в состав электростанции (энергоблока), энергетического оборудования Заказчика, его перемаркировку, а также изменение установленной мощности электростанции Заказчика (разрешение на ввод объекта в эксплуатацию, оформленное в соответствии с законодательством РФ о градостроительной деятельности, разрешение органов Ростехнадзора на допуск энергоустановки в эксплуатацию, акт приемки законченного строительством объекта, акт приемки оборудования в эксплуатацию; разрешение уполномоченного органа государственной власти на вывод объекта из эксплуатации, акт о выводе оборудования (объекта) из эксплуатации; акт о перемаркировке оборудования и документы, обосновывающие перемаркировку основного энергетического оборудования; документы (акты, протоколы и др.), содержащие результаты испытаний генерирующего оборудования и подтверждающие их проведение с учетом требований Исполнителя, и др.).

4.1.42. По запросу Исполнителя в течение 3-х банковских дней со дня получения запроса предоставлять ему информацию о фактически произведенных

платежах за услугу, оказываемую по настоящему договору, путем направления факсом платежного поручения об оплате с отметкой банка о принятии к исполнению.

4.2. Заказчик вправе:

4.2.1. Запрашивать у Исполнителя разъяснения по поводу тех диспетчерских команд, распоряжений и отказов в разрешении, которые, по мнению Заказчика, являются неправомерными и наносят ущерб его интересам. Право Заказчика на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает Заказчика от обязанности исполнения диспетчерской команды, распоряжения или соблюдения отказа в разрешении (согласовании), полученных от Исполнителя.

4.2.2. Запрашивать у Исполнителя информацию, необходимую для исполнения настоящего договора, и связанную с оказанием услуги по настоящему договору.

4.2.3. Участвовать в установленном Правительством РФ порядке в расследовании причин аварий на объектах электроэнергетики Заказчика в составе комиссий, созданных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

5. Стоимость услуги и порядок расчетов.

5.1. Расчетным периодом по настоящему договору является 1 (один) календарный месяц. Расчетным годом признается календарный год, на который приходится расчетный период.

5.2. Стоимость услуги (размер оплаты) по настоящему договору за расчетный период определяется как произведение следующих величин:

утвержденного уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти размера цены (тарифа) на оказываемую Исполнителем услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии;

величины установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций (электростанции), принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, определяемой в соответствии с пунктом 5.3 настоящего Договора.

Кроме того, уплачивается налог на добавленную стоимость, рассчитываемый в соответствии с действующим законодательством.

5.3. Величина установленной генерирующей мощности (МВт) электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, указанных в Приложении № 5 к настоящему договору, определяется на основании данных, содержащихся в Реестре лиц, подлежащих обязательному обслуживанию ОАО «СО ЕЭС» при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике (*далее – Реестр*), ведение которого осуществляется Исполнителем в соответствии с утвержденными Правительством РФ Правилами отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике.

В случае изменения содержащихся в Реестре перечня или величины установленной генерирующей мощности электростанций, принадлежащих Заказчику на праве собственности или ином законном основании, в результате ввода в эксплуатацию, вывода из эксплуатации электростанции, энергоблока и (или) энергетического оборудования электростанции, влияющего на величину установленной генерирующей мощности электростанции, либо его перемаркировки величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемая для расчета стоимости услуги по настоящему договору, определяется с учетом указанных изменений, начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем внесения в Реестр соответствующих изменений.

5.4. Изменение эксплуатационного состояния электростанции Заказчика (вывод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в ремонт, нахождение их в резерве или консервации на срок менее одного года, а также ввод электростанции, энергоблока или энергетического оборудования электростанции в работу из ремонта, резерва или после консервации на срок менее одного года) основанием для изменения величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, используемой для расчета стоимости услуги по настоящему договору, не является.

5.5. Величина установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика по состоянию на дату заключения настоящего договора, определенная на основании данных Реестра, дополнительно фиксируется Сторонами в акте об установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя (*далее – Акт*), составленном по указанной в Приложении № 4 к настоящему договору форме.

При изменении перечня или величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика в соответствии с пунктом 5.3 настоящего договора Акт подлежит переоформлению. При этом стоимость услуги (размер оплаты) по настоящему договору определяется исходя из величины установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, указанной в Реестре, независимо от даты согласования (переоформления) Акта Сторонами.

Заказчик обязан рассмотреть и подписать полученный от Исполнителя Акт в течение 15 (пятнадцати) календарных дней со дня его получения либо, в случае несогласия с Актом, в тот же срок направить Исполнителю письменный мотивированный отказ от подписания Акта с приложением обосновывающих позицию Заказчика документов. До урегулирования Сторонами разногласий по Акту расчеты за услугу, оказываемую по настоящему договору, осуществляются по данным, содержащимся в Реестре.

5.6. Величина тарифа на услугу определяется на основании действующего на момент заключения договора решения уполномоченного Правительством РФ федерального органа исполнительной власти. В случае изменения уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти величины тарифа после заключения договора стоимость услуги определяется исходя из новой величины тарифа с момента ее ввода в действие уполномоченным Правительством РФ федеральным органом исполнительной власти.

5.7. Оплата услуги, оказываемой Исполнителем в расчетном периоде, осуществляется Заказчиком в порядке предварительной оплаты.

Исполнитель до 5-го числа текущего расчетного периода выставляет Заказчику счет, исходя из стоимости услуги, определенной в соответствии с пунктами 5.2 – 5.6 настоящего договора. Заказчик обязан оплатить услугу в указанном в счете размере путем перечисления денежных средств на расчетный счет Исполнителя в полном объеме в срок до 1-го числа месяца, следующего за расчетным периодом. Днем оплаты считается день поступления денежных средств на расчетный счет Исполнителя.

5.8. По окончании расчетного периода Заказчик и Исполнитель обязаны подписать Акт об оказании услуг по форме согласно Приложению № 3 к настоящему договору.

Акт об оказании услуг составляется Исполнителем в двух экземплярах и направляется для подписания Заказчику. Заказчик обязан подписать полученный от Исполнителя Акт об оказании услуг в течение 15 (пятнадцати) календарных дней с момента его получения либо, при несогласии с Актом об оказании услуг, в тот же срок направить Исполнителю письменный мотивированный отказ от его подписания с указанием причин отказа и приложением обосновывающих позицию Заказчика документов.

При неполучении Исполнителем подписанного Заказчиком экземпляра Акта об оказании услуг либо мотивированного отказа от подписания указанного акта в указанный в абзаце втором настоящего пункта срок услуга считается оказанной в расчетном периоде надлежащим образом и принятой Заказчиком в полном объеме.

5.9. По окончании расчетного периода Исполнитель направляет Заказчику счет-фактуру в сроки, предусмотренные действующим законодательством РФ.

5.10. Исполнитель и Заказчик услуг ежеквартально оформляют акты сверки расчетов по оплате за оказанную услугу. Сумма переплаты за услугу в расчетном периоде засчитывается в счет оплаты Заказчиком оказанной услуги в последующих расчетных периодах. В случае наличия задолженности по оплате услуги при поступлении от Заказчика денежных средств в счет оплаты услуги по настоящему договору сумма задолженности за предыдущие расчетные периоды погашается в первоочередном порядке.

5.11. Заказчик вправе совершать сделки уступки права требования и перевода долга по настоящему договору третьим лицам только с предварительного письменного согласия Исполнителя.

6. Ответственность Сторон по договору.

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

6.2. За нарушение сроков оплаты услуг, указанных в пункте 5.7 настоящего договора, Заказчик обязуется уплатить Исполнителю пеню в размере 1/300 ставки рефинансирования Центрального Банка Российской Федерации за каждый день просрочки. Пени начисляются на неуплаченную в срок сумму.

6.3. Определение суммы пеней возможно в досудебном порядке при признании указанной суммы Заказчиком и письменном уведомлении об этом Исполнителя. После получения Исполнителем надлежащим образом оформленного уведомления о признании суммы пеней Исполнитель выставляет Заказчику счет на оплату, который подлежит оплате Заказчиком в течение 14 (четырнадцати) календарных дней.

При непризнании пеней Заказчиком или отсутствии оплаты признанной Заказчиком в уведомлении суммы пеней в вышеуказанный срок окончательная (общая) сумма пеней определяется на основании решения суда.

6.4. Уплата пени не освобождает Заказчика от выполнения обязательств по настоящему договору.

7. Обстоятельства непреодолимой силы (форс-мажор).

7.1. Ни одна из Сторон не несет ответственность за полное или частичное невыполнение своих обязательств по договору, если это невыполнение явилось следствием действия обстоятельств непреодолимой силы (ст. 401 Гражданского кодекса Российской Федерации), то есть чрезвычайными и непредотвратимыми при данных условиях обстоятельствами, возникшими после заключения настоящего договора, которые Стороны не могли ни предвидеть, ни предотвратить разумными мерами.

К обстоятельствам непреодолимой силы относятся: война и военные действия, гражданские волнения, эпидемии, блокады, эмбарго, наводнения пожар, землетрясение или иные стихийные бедствия, а также принятие органами исполнительной и законодательной власти Российской Федерации нормативных правовых актов, препятствующих исполнению условий настоящего договора. Сторона, для которой наступила невозможность выполнения обязательств в результате действия непреодолимой силы, обязана в письменной форме известить другую Сторону в срок не позднее 5 (пяти) дней со дня наступления непредвиденных обстоятельств.

7.2. После прекращения указанных в пункте 7.1 настоящего договора обстоятельств Сторона должна без промедления известить об этом в письменном виде другую Сторону. В извещении должен быть указан срок, в который предполагается исполнить обязательства по настоящему договору.

8. Изменение и дополнение условий договора.

8.1. Настоящий договор может быть изменен или дополнен по соглашению Сторон путем оформления дополнительных соглашений к нему.

8.2. Если после заключения настоящего договора будут приняты нормативные правовые акты, устанавливающие обязательные для Сторон правила, иные, чем предусмотрены настоящим договором, Стороны приводят настоящий договор в соответствие с вновь принятыми нормативными правовыми актами.

В этом случае условия настоящего договора 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 договора, начиная с момента вступления соответствующих нормативных правовых актов в силу.

8.3. Переход права собственности или иного права на объекты электроэнергетики и (или) расположенные на них объекты диспетчеризации от Заказчика к другому лицу (*далее – приобретатель*) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду или безвозмездное пользование, совершения Заказчиком иных действий по распоряжению данным имуществом, а также переход прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства не являются основаниями для изменения или расторжения настоящего договора.

В этих случаях обязательства Заказчика по настоящему договору переходят к приобретателю имущества, а Заказчик, передающий третьему лицу права на объекты электроэнергетики и расположенные на них объекты диспетчеризации, обязан:

а) не менее чем за 10 дней письменно уведомить Исполнителя о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты;

б) уведомить приобретателя о наличии обязательств по настоящему договору;

в) одновременно с передачей права на объекты электроэнергетики и расположенные на них объекты диспетчеризации передать приобретателю соответствующие права и обязанности по настоящему договору (в том числе посредством заключения с приобретателем соглашения о замене стороны в договоре либо соглашения о передаче приобретателю прав и обязанностей по договору в части, касающейся переданного ему имущества, в случае перехода к Приобретателю права собственности или иного права на часть принадлежащих Заказчику объектов электроэнергетики).

Соглашение о замене стороны, соглашение о переходе прав и обязанностей по договору до заключения между Заказчиком и приобретателем направляется для согласования Исполнителю с указанием установленной мощности переданных объектов электроэнергетики и приложением копий документов, подтверждающих переход к приобретателю права собственности или иного права на указанные объекты.

В случае передачи Заказчиком приобретателю права собственности или иного права на объекты электроэнергетики или их часть Исполнитель вправе заключить с приобретателем двусторонний договор возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в отношении переданных объектов электроэнергетики.

Копия акта приема-передачи объектов электроэнергетики или их части в 10-тидневный срок с момента подписания акта направляется Заказчиком Исполнителю.

В случае нарушения Заказчиком обязанностей, предусмотренных настоящим пунктом договора, Заказчик, передавший обремененные предусмотренными настоящим договором обязательствами объекты электроэнергетики или их часть приобретателю, несет с ним солидарную ответственность перед Исполнителем за неисполнение (ненадлежащее исполнение) обязательств по настоящему договору.

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

9. Условия конфиденциальности.

9.1. Сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, обладателями которой являются договаривающиеся Стороны, регулируется Соглашением об охране конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, от «___» _____ 20__ г.

10. Разрешение споров.

10.1. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего договора 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 договора.

10.2. Споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего договора 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.

11. Срок действия договора.

11.1. Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами и действует до 24.00 часов «___» _____ 20__ года.

11.2. Условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон, возникшим до заключения договора, начиная с 00 часов «__» _____ 20__ года.

11.3. Действие настоящего договора считается продленным на следующий календарный год, если за 30 дней до окончания срока его действия не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон договора о расторжении договора, заключении договора на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящий договор.⁴

⁴ В случае если объекты электроэнергетики, указанные в Приложении № 5 к настоящему договору, принадлежат Заказчику на ином, чем право собственности, законном основании, условия раздела 11 договора необходимо изложить в следующей редакции:

«11.1 Настоящий договор вступает в силу с момента его заключения Сторонами. Договор действует в течение 12 (двенадцати) месяцев со дня заключения, но не более срока наличия у Заказчика права владения и пользования (аренды) в отношении объекта электроэнергетики, указанного в Приложении № 5 к настоящему договору (входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования), возникшего на основании гражданско-правовых договоров (далее – срок владения и пользования).

Действие настоящего договора считается продленным на следующие 12 (двенадцать) месяцев в пределах срока владения и пользования, если за 30 дней до окончания срока действия настоящего договора не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон о расторжении договора, заключении договора на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящий договор.

В случае если срок владения и пользования составляет менее 12 (двенадцати) месяцев с момента заключения настоящего договора или его пролонгации соответственно, настоящий договор действует в течение срока владения и пользования.

11.2. Условия настоящего договора применяются к отношениям Сторон, возникшим до заключения договора, начиная с 00 часов _____ 20__ года.

11.3. По состоянию на «___» _____ 20__ г. право владения и пользования объектом электроэнергетики, указанным в Приложении № 5 к настоящему договору (входящими в его состав зданиями, сооружениями и оборудованием), принадлежит Заказчику на основании договора _____ от «___» _____ 20__ г. № _____, заключенного между _____ (арендодатель) и _____ (арендатор).

11.4. Заказчик обязан в письменной форме уведомить Исполнителя о прекращении аренды имущества, подписании акта приема-передачи (возврата) имущества от арендатора арендодателю, заключении в отношении объекта электроэнергетики, указанного в Приложении № 5 к настоящему договору, или входящих в его состав зданий, сооружений и оборудования иного договора, в соответствии с которым к Заказчику переходят права владения и пользования данным объектом (входящими в его состав зданиями, сооружениями, оборудованием), в пятидневный срок со дня подписания соответствующих документов с приложением их копий.

12. Заключительные положения.

12.1. Отдельные права и обязанности Исполнителя по настоящему договору от его имени осуществляют его филиалы (объединенные диспетчерские управления и региональные диспетчерские управления), в операционную зону которых входят объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием которых осуществляет Исполнитель.

12.2. По вопросам, не урегулированным настоящим договором, Стороны руководствуются законодательством Российской Федерации.

12.3. Каждая из Сторон обязана в письменной форме уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов. Указанное уведомление вступает в силу для другой Стороны с даты его получения.

12.4. Настоящий договор составлен в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

12.5. Лица, подписавшие настоящий договор от имени Сторон, подтверждают свои полномочия на подписание договора, включая все приложения к нему, а также свидетельствует о соблюдении Сторонами всех процедур, необходимых для заключения договора.

13. Перечень приложений к настоящему договору.

Неотъемлемыми частями настоящего договора являются следующие приложения:

13.1. Приложение № 1. Перечень основных документов, определяющих порядок взаимодействия Сторон при осуществлении Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционных зонах диспетчерских центров Исполнителя.

13.2. Приложение № 2. Технические требования по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России.

13.3. Приложение № 3. Форма акта об оказании услуг.

13.4. Приложение № 4. Форма акта об установленной генерирующей мощности электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя.

13.5. Приложение № 5. Перечень электростанций Заказчика, находящихся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя.

13.6. Приложение № 6. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики.

13.7. Приложение № 7. Перечень основной информации, передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя для планирования и управления режимами работы ЕЭС России.

13.8. Приложение № 8. Форма программы модернизации систем обмена технологической информацией объектов электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой ОАО «СО ЕЭС».

14. Адреса и реквизиты Сторон.

Исполнитель:

ОАО «СО ЕЭС»

Место нахождения: 109074, г. Москва,

Китайгородский пр-д, д.7, стр.3.

Заказчик:

ИНН/КПП 7705454461/997450001
расчетный счет 40702810000005292190
банк ОАО АКБ «Еврофинанс
Моснарбанк»
г. Москва, к/с 30101810900000000204
БИК 044525204
Телефон: 710-51-25
Факс 710-65-42

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

_____ / _____

**Перечень основных документов,
определяющих порядок взаимодействия Сторон при осуществлении
Исполнителем функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России
в операционных зонах диспетчерских центров Исполнителя**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ) и Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) совместно:

1.1. Положение о взаимоотношениях филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) и Заказчика (филиала Заказчика) при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Исполнителем (соответствующими филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ) и обязательные для исполнения Исполнителем и Заказчиком:

2.1. Положение об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.2. Перечень объектов диспетчеризации филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) с их распределением по способу управления.

2.3. Положение по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.4. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.5. Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.6. Регламент формирования в филиале ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.

2.7. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.8. Инструкция по производству переключений в электроустановках ЕЭС России в операционной зоне филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.9. Перечень типовых программ и типовых бланков переключений по выводу в ремонт и включению в работу объектов диспетчеризации, требующих согласования с филиалом ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

2.10. Положение о порядке вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики.

2.11. 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.

2.12. Порядок распределения функций по расчету и заданию уставок устройств РЗА ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики, не находящихся в диспетчерском управлении филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ), между службой РЗА филиала ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) и ЭТЛ Заказчика.

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ), требующие согласования с Исполнителем (соответствующими филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ):

3.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика.

3.2. Нормальные схемы электрических соединений электростанций Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации.

3.3. Типовые программы и типовые бланки переключений по выводу в ремонт и вводу в работу объектов диспетчеризации – согласно утвержденному филиалом ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ, РДУ) перечню.

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Заказчиком (филиалами Заказчика, созданными на базе имущественного комплекса электростанций) с учетом требований аналогичных документов, утвержденных Исполнителем (филиалами Исполнителя ОДУ, РДУ):

4.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках Заказчика.

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

5. Стандарты Исполнителя, являющиеся обязательными для Исполнителя и Заказчика:

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

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

5.3. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 04.10.2007 № 618, ОАО «СО ЕЭС» присоединилось к стандарту решением Совета директоров от 18.12.2007 № 60).

5.4. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам» (утв. приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535, введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 27.09.2007 № 311).

5.5. Стандарт ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.240.008-2008 «Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования» (утв. и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 23.12.2008 № 457).

Примечание:

1. Документ, указанный в пункте 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим филиалом Исполнителя в части порядка действий оперативного персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений в электрической части объектов электроэнергетики Заказчика, в состав которых входят объекты диспетчеризации, а также порядка действий оперативного персонала Заказчика в случае отсутствия (потери) связи с диспетчерскими центрами Исполнителя.

2. В случае использования Заказчиком указанных в разделах 2 и 5 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала объектов электроэнергетики Заказчика ссылки на указанные документы Исполнителя являются обязательными.

3. Стандарты, указанные в разделе 5 настоящего приложения, размещаются на сайте Исполнителя в сети Интернет. Заказчик присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего договора.

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____ / _____

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ **по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами** **ЕЭС России**

Для обеспечения управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России на территории операционных зон диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике Заказчику необходимо выполнить следующие технические требования.

1. Общие требования.

1.1. Обмен технологической информацией между Заказчиком и филиалом Системного оператора _____ (далее – РДУ) обеспечивается специализированными системами обмена технологической информацией объектов электроэнергетики Заказчика с автоматизированной системой Системного оператора (далее – СОТИАССО).

СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика состоит из следующих систем обмена информацией:

- система сбора и передачи информации о технологических режимах работы оборудования и устройств объекта электроэнергетики Заказчика (далее – ССПИ);
- система передачи телеизмерений параметров режима и телесигналов состояния высоковольтного коммутационного оборудования и устройств, сигналов телеуправления и телерегулирования автоматических систем управления и систем регистрации аварийных событий и процессов;
- система телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала;
- система производственно-технологической телефонной связи.

1.2. Заказчик обязан:

1.2.1. На первом этапе (до модернизации СОТИАССО):

1.2.1.1. Организовать между объектом электроэнергетики Заказчика, оборудование (устройства) которого включены в перечень объектов диспетчеризации, и РДУ резервируемую автоматизированную телефонную связь с выделенным номером для оперативного персонала Заказчика и обеспечивать функционирование указанной сети связи в период эксплуатации объекта.

Телефонная связь может организовываться с использованием технологических сетей связи или арендуемых ресурсов сетей операторов связи.

При использовании в качестве резервной связи мобильной сотовой или спутниковой связи должна осуществляться идентификация абонентов.

Схема организации телефонной связи должна быть согласована с РДУ.

1.2.1.2. Обеспечивать передачу в РДУ технологической информации в согласованном с РДУ объеме с использованием сети Интернет.

1.2.1.3. При осуществлении сбора и передачи в РДУ телеметрической информации в рамках существующей на момент заключения настоящего договора ССПИ (до ее модернизации) – обеспечивать сбор и передачу в РДУ объема необходимой для Исполнителя телеметрической информации, указанного в графе 3 таблицы 1.

1.2.2. На втором этапе (в рамках модернизации СОТИАССО):

1.2.2.1. Организовать сбор и передачу в РДУ:

- телеметрической информации в объеме, указанном в графе 4 таблицы 1;
- информации об аварийных событиях в соответствии с требованиями раздела 5 настоящих Технических требований.

1.2.2.2. Организовать два независимых цифровых канала связи между объектами электроэнергетики Заказчика и РДУ для передачи телеметрической информации и диспетчерско-технологической связи и обеспечивать их функционирование в процессе эксплуатации объекта.

Организация цифровых каналов для передачи телеметрической информации и диспетчерско-технологической связи должна выполняться в соответствии с требованиями разделов 2 – 4 настоящих Технических требований.

Таблица 1

**Перечень точек измерения и состав телеметрической информации,
передаваемой в диспетчерский центр филиала ОАО «СО ЕЭС»
_____ РДУ с объектов электроэнергетики
_____ (наименование Заказчика)**

№ п/п	Диспетчерское наименование элемента схемы объекта электроэнергетики (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеинформации		Признак передачи в диспетчерский центр	Примечание
		ТИ, ТС, передаваемые с объекта электроэнергетики в РДУ в рамках существующей ССПИ	ТИ, ТС, подлежащие передаче в РДУ после модернизации СОТИАССО		
1	2	3	4	5	6

2. Требования к организации каналов связи.

2.1. Объекты электроэнергетики Заказчика, оборудование и технические средства которых включены в перечень объектов диспетчеризации, должны быть оснащены не менее чем двумя независимыми диспетчерскими каналами связи с соответствующим РДУ.

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 объектов электроэнергетики Заказчика к узлу связи соответствующего РДУ.

2.2. 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.

2.3. 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. 2.2 настоящих Технических требований) использоваться для организации диспетчерско-технологической связи и передачи информации между РДУ и объектами электроэнергетики Заказчика только в качестве резервных, при условии выполнения требований, предъявляемых к организации диспетчерско-технологической телефонной связи и передаче информации для автоматизированных и автоматических систем управления. Использование услуг сотовой связи для организации диспетчерских каналов связи не допускается.

2.4. Для автоматизированных систем управления, 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.

2.5. Для автоматических подсистем управления режимами ЕЭС России резервированная технологическая сеть связи по каждому направлению должна иметь коэффициент готовности и время восстановления, устанавливаемые требованиями надежности этих систем.

2.6. Полоса пропускания каждого из физических цифровых каналов должна выбираться так, чтобы обеспечивалась передача всего трафика задач управления с заданными параметрами передачи, в том числе телефонной связи оперативного и диспетчерского персонала, производственно-технологической телефонной связи, телеметрической информации о технологических режимах работы оборудования, системы ЦСПА и др.

2.7. Узлом доступа для РДУ, как правило, должен быть ближайший региональный узел связи Единой технологической сети связи электроэнергетики ОАО «ФСК ЕЭС», а также узлы доступа операторов связи, используемые РДУ.

2.8. Системы связи и передачи информации, находящиеся в зоне ответственности Заказчика, должны круглосуточно контролироваться. При повреждении указанных систем должны приниматься оперативные меры по их восстановлению.

2.9. 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.

3. Организация диспетчерско-технологической связи.

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

3.2. Телефонная связь другого назначения (производственная, технологическая) может организовываться как по каналам диспетчерской связи с приоритетом диспетчера, так и по каналам иных технологических сетей связи и сети связи общего пользования.

3.3. В случае потери диспетчерских телефонных каналов должна быть предусмотрена возможность использования диспетчером для передачи команд и ведения диспетчерских 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.

3.4. Типы интерфейсов и сигнализации, используемых для организации диспетчерских телефонных каналов, должны быть согласованы с РДУ.

3.5. Независимо от способа организации канала диспетчерской связи должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала РДУ с оперативным персоналом Заказчика как в РДУ, так и на объектах электроэнергетики Заказчика с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

4. Организация передачи телеметрической информации с объектов электроэнергетики Заказчика в РДУ.

4.1. В тракте телеинформации 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)).

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

4.3. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (телеизмерений, телесигнализации) не должно превышать 2 (двух) секунд для автоматизированных систем управления и 1 (одной) секунды – для

систем АРЧМ. Для систем противоаварийной автоматики, мониторинга переходных режимов аналогичный параметр определяется техническими требованиями, предъявляемыми к указанным системам.

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

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

4.6. 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 ДЦ.

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

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

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

До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая схема передачи телеинформации с объектов электроэнергетики Заказчика 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 Заказчика 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. 4.3 настоящих Технических требований, не более чем на 1 (одну) секунду.

4.10. При модернизации объектных ССПИ и организации цифровых каналов связи с использованием протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101(104) должна быть обеспечена передача телеинформации с объектов электроэнергетики Заказчика 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.

4.11. По каждому объекту электроэнергетики Заказчика, в состав которого входят объекты диспетчеризации, в РДУ должна быть передана однолинейная электрическая схема 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 4 таблицы 1. Схемы должны представляться в бумажном и электронном (в формате Visio) виде.

5. Требования к составу и обмену информацией об аварийных событиях.

5.1. Запись информации об аварийных событиях и процессах должна осуществляться регистраторами аварийных событий и содержать следующие данные:

- изменение значений токов и напряжений присоединений главной электрической схемы;
- параметры высокочастотных постов быстродействующих защит высоковольтных линий;
- изменение состояния выключателей главной электрической схемы;
- регистрация срабатывания устройств релейной защиты присоединений, дифференциальной защиты шин и устройств резервирования при отказе выключателей;
- регистрация срабатывания отдельных ступеней резервных защит (срабатывание дистанционных и токовых органов до элементов выдержки времени);
- регистрация срабатывания устройств электроавтоматики, режимной и противоаварийной автоматики (автоматического повторного включения, автоматического включения резерва, автоматического регулирования напряжения, специальной автоматики отключения нагрузки, автоматики ликвидации асинхронного режима и др.);
- регистрация приема и передачи аварийных сигналов и команд устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- регистрация выданных объемов управляющих воздействий при срабатывании устройств противоаварийной автоматики;
- параметры системы оперативного тока;
- регистрация положения оперативных переключающих устройств.

5.2. Автономная 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 системы РЗА и действий персонала).

5.3. Информация об аварийных событиях, поступающая с регистраторов, 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.

5.4. Данные регистраторов аварийных процессов и событий должны представляться немедленно по устному запросу в соответствующий филиал Системного оператора в автоматизированном режиме – при наличии на объекте электроэнергетики Заказчика цифровых средств осциллографирования и регистрации аварийных процессов и событий, а при отсутствии цифровых средств осциллографирования – в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса. Копии осциллограмм должны представляться не позднее следующего рабочего дня.

5.5. 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.

Исполнитель:

ОАО «СО ЕЭС»

Первый заместитель Председателя
Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____ / _____

Приложение № 3
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно-диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___» _____ 20__ г. № _____

ФОРМА

Акт об оказании услуг
за ___месяц___ 20__ г.

г. Москва

«___» _____ 20__ г.

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице _____, действующего на основании _____, с одной стороны, и _____, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, составили настоящий акт о следующем:

1. Исполнитель оказал Заказчику услугу по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике в части управления технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также обеспечения функционирования технологической инфраструктуры оптового рынка электрической энергии (мощности) и розничных рынков электрической энергии (*далее – услуга*) в соответствии с Договором возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от «___» _____ 20__ г. № _____ (*далее – Договор*) в _____ в полном объеме
(указывается месяц и год)

в порядке и на условиях, предусмотренных Договором, на сумму _____ руб., в том числе НДС на сумму _____ руб.
(указывается сумма прописью) (указывается сумма прописью)

2. Заказчик принял оказанную услугу и претензий по оказанной услуге к Исполнителю не имеет.

3. Лица, подписавшие настоящий акт от имени Заказчика и Исполнителя, подтверждают свои полномочия при подписании акта и свидетельствуют, что каких-либо ограничений их полномочий на подписание подобного рода документов не установлено.

Исполнитель:

_____/_____

Заказчик:

_____/_____

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

ФОРМА

АКТ
об установленной генерирующей мощности электростанций
Заказчика, находящихся на территории операционных зон
диспетчерских центров Исполнителя,
по состоянию на «___» _____ 20__ года

г. Москва

«___» _____ 20__ г.

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице первого заместителя Председателя Правления Н.Г. Шульгинова, действующего на основании доверенности от _____ 20__ № _____, с одной стороны, и

_____, именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице _____, действующего на основании _____, с другой стороны, настоящим удостоверяют, что величина установленной электрической мощности электростанций Заказчика по состоянию на «___» _____ 20__ года составляет _____, _____ (расшифровка прописью) МВт, в том числе по электростанциям, находящимся на территории операционных зон диспетчерских центров Исполнителя:

1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» ОДУ
(наименование):

1.1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» РДУ
(наименование):

1.1.1. Электростанция (наименование), установленная электрическая мощность – _____, _____ (расшифровка прописью) МВт.

1.1.2.

Исполнитель:

_____/_____

Заказчик:

_____/_____

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____/_____

Приложение № 5
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

**Перечень электростанций Заказчика,
находящихся на территории операционных зон
диспетчерских центров Исполнителя**

1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» ОДУ
(наименование):

1.1. Операционная зона диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС» РДУ
(наименование):

1.1.1. Электростанция (наименование).

1.1.2.

Исполнитель:
Первый заместитель
Председателя Правления

Заказчик:

_____ Н.Г. Шульгинов

_____ / _____

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и
автоматики⁵

1. Принятые сокращения.

<i>КЗ</i>	– короткое замыкание;
<i>ЛЭП</i>	– линия электропередачи;
<i>АТ</i>	– автотрансформатор;
<i>Т</i>	– трансформатор;
<i>ШР</i>	– шунтирующий реактор;
<i>ШСВ</i>	– шиносоединительный выключатель;
<i>СВ</i>	– секционный выключатель;
<i>ТТ</i>	– трансформатор тока;
<i>ТН</i>	– трансформатор напряжения;
<i>ПА</i>	– противоаварийная автоматика;
<i>УТМ</i>	– устройство телемеханики;
<i>ПО</i>	– пусковой орган ПА;
<i>АДВ</i>	– автоматическая дозировка (управляющих) воздействий;
<i>ИУ</i>	– исполнительное устройство ПА;
<i>АСУ ТП</i>	– автоматизированная система управления технологическим процессом подстанции, электростанции;
<i>АЧР</i>	– автоматика частотной разгрузки;
<i>ЧАПВ</i>	– частотное автоматическое повторное включение;
<i>САОН</i>	– специальная автоматика отключения нагрузки;
<i>АПНУ</i>	– автоматическое предотвращение нарушения устойчивости энергосистемы;
<i>АЛАР</i>	– автоматическая ликвидация асинхронного режима;
<i>АОСЧ</i>	– автоматическое ограничение снижения частоты;
<i>АОСН</i>	– автоматическое ограничение снижения напряжения;
<i>АОПЧ</i>	– автоматическое ограничение повышения частоты;
<i>АОПН</i>	– автоматическое ограничения повышения напряжения;
<i>АОПО</i>	– автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
<i>АРН</i>	– автоматическое регулирование напряжения;
<i>АРЧМ</i>	– автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности;
<i>ФОЛ</i>	– фиксация отключения линии;

⁵ Содержание приложения, включаемого в конкретный договор, определяется в зависимости от высшего класса номинального напряжения объектов электроэнергетики Заказчика.

<i>ФОТ</i>	– <i>фиксация отключения трансформатора;</i>
<i>ФОБ</i>	– <i>фиксация отключения блока;</i>
<i>АРПМ</i>	– <i>автоматика разгрузки при перегрузке передачи по активной мощности;</i>
<i>КПР</i>	– <i>контроль предшествующего режима;</i>
<i>УПАСК</i>	– <i>устройство передачи аварийных сигналов и команд;</i>
<i>ВОЛС</i>	– <i>волоконная оптическая линия связи;</i>
<i>КЛС</i>	– <i>кабельная линия связи;</i>
<i>УВ</i>	– <i>управляющее воздействие;</i>
<i>ДЗШ</i>	– <i>дифференциальная защита сборных шин;</i>
<i>ДЗЛ</i>	– <i>дифференциальная защита линии;</i>
<i>ДФЗ</i>	– <i>дифференциально-фазная защита;</i>
<i>УРОВ</i>	– <i>устройство резервирования отказа выключателей;</i>
<i>АПВ</i>	– <i>автоматическое повторное включение;</i>
<i>ТАПВ</i>	– <i>трехфазное АПВ;</i>
<i>УТАПВ</i>	– <i>ускоренное ТАПВ;</i>
<i>ОАПВ</i>	– <i>однофазное АПВ;</i>
<i>ЗНР</i>	– <i>защита от неполнофазного режима.</i>

2. Требования к противоаварийной автоматике, выполняющей функции системного значения.

2.1. Общие положения.

2.1.1. Система противоаварийной автоматики должна состоять из подсистем, решающих следующие задачи:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронного режима;
- ограничение снижения частоты;
- ограничение повышения частоты;
- ограничение снижения напряжения;
- ограничение повышения напряжения;
- ограничение перегрузки оборудования.

2.1.2. Подсистемы АЛАР, АОСЧ, АОПЧ, АОСН, АОПН, должны выполняться в виде совокупности локальных устройств.

2.1.3. Подсистема АПНУ образуется локальными комплексами уровня энергоузла, а также централизованными комплексами уровня энергорайона или объединённой энергосистемы.

Централизованные комплексы ПА уровня объединённой энергосистемы должны размещаться на объектах Системного оператора. Централизованные комплексы ПА уровня энергорайона (энергосистемы) могут размещаться как на объектах Системного оператора, так и на иных объектах электроэнергетики.

2.1.4. Каждая подсистема противоаварийной автоматики в реальном времени должна осуществлять:

- выявление аварийной ситуации;
- определение места реализации, вида и значения (дозировки) УВ;
- реализацию УВ.

Для обеспечения функций системы ПА на подстанциях и электростанциях должны устанавливаться ПО, устройства АДВ, ИУ. Для передачи доаварийной информации, аварийных сигналов и аварийных команд управления должны использоваться высокочастотные каналы по ЛЭП, КЛС и ВОЛС, удовлетворяющие требованиям быстродействия и надежности функционирования устройств ПА.

В целях обеспечения требований по надёжности функционирования системы ПА каналы передачи аварийной и доаварийной информации ПА должны выполняться дублированными, проходящими, как правило, по разным трассам.

- 2.1.5. Указанные ПО устройства АДВ, ИУ могут выполняться в виде отдельных устройств или в виде совмещенных устройств, выполняющих функции двух или всех трех устройств (например, пускодозащитные устройства).
- 2.1.6. Учитывая этапность реконструкции действующих объектов электроэнергетики, вновь вводимые устройства ПА на объектах должны интегрироваться в существующие комплексы ПА энергоузлов и энергообъединений и проектироваться с учётом возможности модернизации всей системы противоаварийной автоматики энергообъединения.
- 2.1.7. При реконструкции объектов электроэнергетики морально и физически устаревшие устройства ПА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на объектах электроэнергетики должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.
- 2.1.8. Необходимость модернизации ПА энергосистемы возникает при реконструкции действующих или вводе новых объектов электроэнергетики, изменении схемы электрической сети, требований нормативно-технических документов и т.п.
- 2.1.9. При реконструкции или новом строительстве объектов электроэнергетики должны учитываться вопросы информационной интеграции устройств ПА с АСУ ТП объектов электроэнергетики. При этом система ПА является функционально самостоятельной от АСУ ТП объекта электроэнергетики. Аварийная информация для ПА и управляющие воздействия от ПА должны передаваться отдельно от АСУ ТП объекта электроэнергетики.
- 2.1.10. При реализации нескольких устройств ПА в едином комплексе (например, МКПА) необходима установка на объекте электроэнергетики двух взаиморезервирующих комплексов.

2.2. Требования к ПА в сети 330-750 кВ.

В системообразующей сети 330-750 кВ для обеспечения надёжности режимов работы и в целях повышения пропускной способности электрических сетей ЕЭС России ЛЭП, а также оборудование электростанций и подстанций, должны оснащаться устройствами ПА.

2.2.1. Устройства ПА на ЛЭП 330-750 кВ.

2.2.1.1. Для выполнения функций АПНУ на каждой ЛЭП:

в обязательном порядке должны устанавливаться следующие устройства ПА:

- ФОЛ (с каждой стороны ВЛ);
- УПАСК;

по необходимости:

- КПП;
- АРПМ.

2.2.1.2. Для выполнения автоматической ликвидации асинхронного полнофазного режима на каждой ЛЭП (со всех сторон) обязательно должно устанавливаться устройство АЛАР, включающее в себя функции основного и резервного действия.

Дополнительно к указанным устройствам АЛАР, по необходимости и при наличии обоснований, могут устанавливаться резервные устройства АЛАР, выполненные на других принципах и резервирующие устройство АЛАР не только данной ЛЭП, но и ЛЭП всего транзита.

Основное действие устройства АЛАР должно выполняться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний, а также может иметь фиксацию знака скольжения. Зона основного действия не должна выходить за пределы защищаемой ЛЭП.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР.

2.2.1.3. В дополнение к устройствам АЛАР, указанным в п. 3.2.1.2, при наличии режимных обоснований на отдельных объектах электроэнергетики возможна установка АЛАР неполнофазного режима.

2.2.1.4. Для выполнения функций автоматического ограничения повышения напряжения на ЛЭП (с каждой стороны) должны устанавливаться устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП, от повышенных уровней напряжения в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, в дополнение к АОПН, должны устанавливаться устройства, действующие на отключение смежных присоединений при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП (УРОВ АОПН).

2.2.1.5. Для выполнения функций АОПО на ЛЭП может устанавливаться устройство защиты от токовой перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току путем разгрузки (отключения) генераторов и/или отключения нагрузки потребителей.

2.2.1.6. Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ЛЭП (совокупности ЛЭП), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ЛЭП (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ЛЭП.

2.2.2. Устройства ПА на АТ и ШР 330-750 кВ.

2.2.2.1. Для выполнения функций АПНУ на каждом АТ должны устанавливаться при необходимости следующие устройства ПА:

- ФОТ;
- КПП.

2.2.2.2. Для выполнения функций АОПО на АТ может устанавливаться устройство от перегрузки АТ с действием на сигнал и отключение нагрузки потребителей.

- 2.2.2.3. На ШР могут выполняться устройства автоматического отключения и включения ШР от устройств АОСН и АОПН, расположенных на том же объекте, где установлен ШР, или от УПАСК, принимающих команды аналогичных устройств с других объектов электроэнергетики.
- 2.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и АЭС, работающих в сети 330-750 кВ и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).
- 2.2.3.1. На блоках ТЭС и АЭС 330-750 кВ должны быть предусмотрены:
- импульсная разгрузка турбины (ИРТ);
 - длительная разгрузка турбины (ДРТ);
 - устройство отключения генераторов (ОГ);
 - устройства фиксации отключения блока (ФОБ);
 - при наличии парогазовых установок – устройства частотного пуска газовых турбин;
 - АЛАР блока.
- 2.2.3.2. На ГЭС (ГАЭС) должны быть предусмотрены:
- устройство отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
 - устройство автоматического пуска гидрогенераторов;
 - устройства автоматической загрузки гидрогенераторов;
 - устройства автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим.

2.3. Требования к ПА в сети 110-220 кВ.

В сетях 110-220 кВ размещаются исполнительные устройства ПА, реализующие один из основных видов управляющих воздействий – отключение нагрузки потребителей. При этом ЛЭП 110-220 кВ используются как для организации каналов УПАСК для выдачи команд на отключение нагрузки, так и как элементы, которые отключаются от устройств ПА для снятия нагрузки.

Как правило, ЛЭП 110-220 кВ шунтированы связями более высокого напряжения, при отключении которых на ЛЭП 110-220 кВ может возникнуть асинхронный режим, требующий его ликвидации.

Кроме того, в некоторых случаях ЛЭП 110-220 кВ должны быть охвачены комплексами АПНУ и комплексами централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации в энергосистеме.

2.3.1. Устройства ПА на ЛЭП 110-220 кВ.

- 2.3.1.1. При необходимости выполнения функций АПНУ или централизованной разгрузки оборудования для предотвращения каскадного развития аварийной ситуации на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства ПА:
- ФОЛ;
 - УПАСК;
 - КИР;
 - АРПМ.

- 2.3.1.2. Если ЛЭП 110-220 кВ входят в сечение, где возможен асинхронный режим, то для выполнения функций АЛАР на ЛЭП 220 кВ обязательно должны

устанавливаться устройства АЛАР, имеющие функции основного и резервного действия.

Основное действие устройства АЛАР должно осуществляться на первом цикле АР, иметь контроль изменения знака активной мощности, контроль электрического центра качаний.

Резервное действие устройства АЛАР должно выполняться на принципе отсчета определенного числа циклов АР. Пусковые органы могут выполняться на различных принципах, которые определяются на основе расчетов электрических режимов.

На ЛЭП 110 кВ должны устанавливаться либо устройства АЛАР, аналогичные устройствам для ЛЭП 220 кВ, либо простые делительные устройства, действующие без выдержки времени после отключения шунтирующей ее ЛЭП 220-750 кВ.

- 2.3.1.3. При необходимости (определяется расчетами электрических режимов) для выполнения функций АОПН на ЛЭП 220 кВ должны устанавливаться устройства АОПН, обеспечивающие защиту оборудования, установленного на ЛЭП 220 кВ и прилегающих шинах, от повышенных уровней напряжения в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей. Кроме того, должно устанавливаться устройство, действующее при срабатывании АОПН ЛЭП и отказе выключателя ЛЭП на отключение смежных присоединений (УРОВ АОПН).
- 2.3.1.4. Для выполнения функций АОПО на ЛЭП 110-220кВ может устанавливаться устройство от перегрузки ЛЭП, обеспечивающее автоматическую разгрузку ЛЭП при значительных перегрузках по току или отключение перегружаемой ЛЭП.
- 2.3.1.5. Устройства АРПМ должны устанавливаться на отдельных ВЛ (совокупности ВЛ), на которые возможен наброс мощности по любым причинам. Устройство АРПМ нескольких ВЛ (сечения) должно обеспечивать селективную работу с учетом потокораспределения активной мощности по отдельным ВЛ.
- 2.3.2. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергии.
 - 2.3.2.1. Для выполнения функций АОСЧ на подстанциях должны устанавливаться устройства АЧР.
 - 2.3.2.2. Устройства АЧР должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.
 - 2.3.2.3. Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления частоты должны устанавливаться устройства ЧАПВ, включающие потребителей, отключенных от АЧР.
 - 2.3.2.4. Для выполнения функций АОСН и недопущения лавины напряжения на подстанциях электроэнергетических объектов должны устанавливаться устройства АОСН.

Устройства АОСН должны действовать на отключение ЛЭП 6-10-35-110 кВ, а в отдельных случаях и 220 кВ, питающих потребителей электроэнергии.

Для обеспечения быстрого восстановления питания потребителей после восстановления напряжения должны устанавливаться устройства АПВ после АОСН.

- 2.3.2.5. Для реализации УВ от ПА, выполняющей функции системного значения, должны устанавливаться устройства САОН.

2.4. Требования к установке устройств АДВ на объектах электроэнергетики.

Устройства АДВ являются основными логическими элементами АПНУ энергосистемы, определяющими виды, объемы и места реализации УВ.

- 2.4.1. Подстанции или электростанции, на которых должны устанавливаться устройства АДВ, определяются проектом.
- 2.4.2. Устройства АДВ должны определять УВ, обеспечивающие устойчивость энергоузла, а также определять УВ централизованной разгрузки сети 110-220 кВ для предотвращения каскадных отключений.
- 2.4.3. Устройства АДВ должны иметь возможность работать в режиме удалённого контроллера (вынесенного устройства АДВ) централизованной системы противоаварийной автоматики верхнего уровня.

3. Требования к режимной автоматике, выполняющей функции системного значения.

3.1. Общие требования.

- 3.1.1. Режимная автоматика, выполняющая функции системного значения, должна реализовывать следующие функции в нормальном режиме:
- автоматического регулирования напряжения;
 - автоматического регулирования частоты и активной мощности.
- 3.1.2. Для выполнения указанных функций генераторы, синхронные компенсаторы, статические компенсаторы, трансформаторы, автотрансформаторы энергосистемы должны иметь автоматические устройства, установка и эксплуатация которых осуществляются собственниками объектов электроэнергетики, на которых установлены устройства.
- 3.1.3. Принципы действия устройств режимной автоматики, выполняющей функции системного значения, их объем должны определяться при проектировании реконструкции или сооружения объекта электроэнергетики в полном соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок и должны быть согласованы Системным оператором.

3.2. Устройства режимной автоматики на электростанциях.

- 3.2.1. На электростанциях, независимо от формы собственности, в зависимости от технических требований устанавливаются следующие автоматические устройства режимной автоматики системного значения:
- автоматический регулятор активной мощности на каждом генераторе;
 - автоматический регулятор возбуждения на каждом генераторе;
 - групповой регулятор активной мощности;
 - групповой регулятор реактивной мощности.

- 3.2.2. На трансформаторах собственных нужд должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.
- 3.2.3. На трансформаторах, автотрансформаторах связи с энергосистемой должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.
- 3.2.4. На блочных трансформаторах при наличии технических обоснований может быть предусмотрена установка устройств РПН.

3.3. Устройства режимной автоматики на подстанциях, независимо от формы собственности объекта:

- 3.3.1. На трансформаторах и автотрансформаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения под нагрузкой.
- 3.3.2. На синхронных и статических компенсаторах должны быть установлены автоматические регуляторы напряжения.

3.4. Устройства режимной автоматики на объектах Системного оператора.

- 3.4.1. На объектах СО должны размещаться центры управления системой АРЧМ ОЭС, ЕЭС.

4. Требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ.

4.1. Общие требования к релейной защите и автоматике системообразующей сети 330-750 кВ.

- 4.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должна быть направлена на обеспечение надежного функционирования ОЭС и ЕЭС России.
- 4.1.2. Развитие системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должно осуществляться по пути:
 - совершенствования идеологии релейной защиты и автоматики;
 - применения современных технических средств на уровне мировых стандартов;
 - совершенствования принципов и методологии эксплуатации релейной защиты и автоматики.
- 4.1.3. При расширении и реконструкции системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны использоваться действующие нормативно-технические документы.
- 4.1.4. При реконструкции энергообъектов ЕЭС России морально и физически устаревшие устройства РЗА должны заменяться на современные, выполненные на микропроцессорной элементной базе. При этом на энергообъектах должны быть решены вопросы электромагнитной совместимости.
- 4.1.5. Развитие систем релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должно предусматривать автоматизацию оперативного управления устройствами РЗА, в том числе и с уровней иерархии оперативного и диспетчерского управления.
- 4.1.6. Надежность системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должна обеспечиваться эффективным резервированием

построения системы. Должны рассматриваться следующие виды резервирования:

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

Система релейной защиты должна удовлетворять требованиям быстродействия, селективности, чувствительности и надежности.

- 4.1.7. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.
- 4.1.8. Основные и резервные защиты любого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 4.1.9. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 4.1.10. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН и ТТ.
- 4.1.11. При наличии на выключателях двух электромагнитов отключения действие устройств релейной защиты должно предусматриваться на оба электромагнита.
- 4.1.12. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 330-750 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП энергообъектов. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне. При этом действие основных функций релейной защиты и автоматики не должно зависеть от состояния АСУ ТП.

4.2. Релейная защита и автоматика ЛЭП 330-750 кВ.

- 4.2.1. На каждой стороне ЛЭП 330-750 кВ должен устанавливаться комплекс РЗА, состоящий не менее чем из двух устройств релейной защиты.

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

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

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

Три устройства релейной защиты 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.

- 4.2.2. 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).
- 4.2.3. Устройства релейной защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию аппаратной и функциональной совместимости.
Устройства релейной защиты смежных ЛЭП должны отвечать требованию взаимной совместимости с защитами рассматриваемой ЛЭП для обеспечения селективности действия при дальнем резервировании.
- 4.2.4. Быстродействие защит должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении КЗ и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.
- 4.2.5. На ЛЭП 330 кВ и выше 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.
- 4.2.6. 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.
- 4.2.7. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 4.2.8. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.
- 4.2.9. 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.
- 4.2.10. На каждой стороне ЛЭП 330-750 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.
- 4.2.11. При выполнении релейной защиты 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.
- 4.2.12. ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

- 4.2.13. В устройствах ТАПВ должны быть предусмотрены следующие функциональные возможности:
- автоматическое ускорение релейной защиты после неуспешного 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.
- 4.2.14. На каждой стороне ЛЭП должна быть реализована функция определения места повреждения на линии (как правило, методом двухстороннего замера).
- 4.2.15. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).
При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.).
Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.
Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:
- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе - автоматики управления выключателем);
 - анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
 - анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
 - определение места повреждения на ЛЭП.
- Должна предусматриваться возможность передачи информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.2.16. Вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 4.2.17. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 4.2.18. 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.

4.2.19. Вывод устройств РЗ ЛЭП должен производиться отключающими устройствами без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ каждого выключателя и др.

4.3. Релейная защита и АПВ АТ (Т) и ШР 330-750 кВ.

4.3.1. При выполнении релейной защиты 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.

4.3.2. 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.

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

4.3.4. На АТ (Т) 330-750 кВ должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит.

4.3.5. Для обеспечения высокой чувствительности дифференциальной защиты АТ (Т) следует предусматривать отдельные дифференциальные защиты ошиновки АТ (Т) напряжением 110 кВ и выше, если АТ (Т) с этой стороны подключен к сети через два выключателя и более. На напряжении 330-750 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.

4.3.6. Газовая защита АТ (Т) 330-750 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) 330-750 кВ должна иметь по два контакта на газовом реле для каждой ступени для возможности их отдельного использования в разных комплектах защиты.

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

- 4.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 4.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.
- 4.3.10. На АТ (Т) с высшим напряжением 330-750 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться возможность передачи информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.3.11. На ШР должны предусматриваться два комплекта основных защит. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита.
- 4.3.12. Конструктивно в каждой защите АТ (Т), ШР 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 панели защиты.

4.4. Релейная защиты и АПВ сборных шин 330-750 кВ.

- 4.4.1. 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 кВ и выше.
- 4.4.2. 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.
- 4.4.3. 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.
- 4.4.4. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
- 4.4.5. 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.
- 4.4.6. При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 4.4.7. 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.

4.4.8. Должна быть предусмотрена возможность выполнения АПВ шин.

4.5. УРОВ 330-750 кВ.

4.5.1. УРОВ на напряжении 330-750 кВ должен устанавливаться во всех случаях, независимо от эффективности дальнего резервирования.

4.5.2. Конструктивно УРОВ 330-750 кВ должен предусматриваться отдельно для каждого выключателя с возможностью независимого обслуживания каждого устройства.

4.5.3. УРОВ 330-750 кВ должен действовать на отключение смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ.

4.5.4. 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.

4.5.5. 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.

4.6. Релейная защита обходного выключателя, ШСВ и СВ 330-750 кВ.

4.6.1. Релейная защита обходного выключателя 330-750 кВ должна быть выполнена так, чтобы можно было обеспечить защиту любого присоединения, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться на обходной выключатель.

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

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

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

5.1.1. Система релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должна быть направлена на обеспечение функционирования РЭС и ОЭС, а также на обеспечение надежности и устойчивости их работы и надежности и устойчивости нагрузки потребителей электроэнергетики.

5.1.2. Развитие системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должно осуществляться по пути:

- совершенствования идеологии релейной защиты и автоматики;
- применения современных технических средств на уровне мировых стандартов;
- совершенствования принципов и методологии эксплуатации релейной защиты и автоматики.

5.1.3. Управление системами релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ оперативным персоналом на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского управления должно

упрощаться по мере развития систем и не должно вносить дополнительных трудностей.

- 5.1.4. В системе релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должно быть использовано эффективное резервирование действия системы. Должны рассматриваться следующие виды резервирования:
- ближнее резервирование в качестве основного вида;
 - дальнейшее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.
- 5.1.5. Количество ТТ, вторичных обмоток и их классов точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств разного назначения.
- 5.1.6. Каждое устройство основной и резервной защиты любого элемента сети должно включаться на разные вторичные обмотки ТТ.
- 5.1.7. По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным переводом цепей на другой ТН.
- 5.1.8. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН, ТТ.
- 5.1.9. При развитии системы релейной защиты и автоматики системообразующей сети 110-220 кВ должны учитываться вопросы интеграции систем релейной защиты и автоматики с АСУ ТП объектов электроэнергетики. При этом основные функции релейной защиты и автоматики должны быть автономными и не связываться с АСУ ТП. Интеграция должна осуществляться на информационном уровне.

5.2. Релейная защита и 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 защиты, действующего при всех видах КЗ, так и в виде нескольких устройств защиты, каждое из которых действует при определенных видах КЗ.
- 5.2.4. Устройства релейной защиты и 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 неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 5.2.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 5.2.10. При пофазном управлении выключателями для ликвидации неполнофазных режимов на ЛЭП должна предусматриваться защита от неполнофазного режима (ЗНР), действующая на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты на данном конце и на передачу команды телеотключения на противоположный конец ЛЭП, если канал для передачи команд на данной ЛЭП предусматривается по другим причинам.
- 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 после неуспешного 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. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий (РАС).
- При этом осциллографированию подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА

(токи, напряжения, дискретные сигналы о работе устройств РЗА, состояние выключателей, параметры системы оперативного постоянного тока и т.п.). Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванных нарушениями в работе сетей 220 кВ и выше, сопровождающихся работой устройств ПА.

Регистрация указанных электромагнитных переходных процессов должна обеспечивать возможность решения следующих основных задач:

- анализ функционирования устройств РЗА (в том числе – автоматики управления выключателем);
- анализ функционирования устройств ПА (КПР, АЛАР, АОПН, ЛАДВ и др.);
- анализ состояния и режим работы силового электрооборудования (диагностика неисправностей, расчет остаточного ресурса, периодическая проверка и т.п.);
- определение места повреждения на ЛЭП.

Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.

- 5.2.16. Устройства релейной защиты и автоматики каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию этих устройств.
- 5.2.17. Как правило, вновь устанавливаемые устройства релейной защиты должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе.
- 5.2.18. Допускается при реконструкции систем релейной защиты оставлять в работе электромеханические и микроэлектронные устройства, если они обеспечивают функциональную совместимость и требуемые технические характеристики и надежность.
- 5.2.19. Устройства защиты ЛЭП 110-220 кВ могут дополняться устройствами передачи команд по высокочастотному каналу или по опико-волоконному каналу.
- 5.2.20. 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.
- 5.2.21. Конструктивно в каждой защите ЛЭП должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

5.3. Релейная защита и АПВ АТ (Т) 110-220 кВ.

5.3.1. Для решения вопросов релейной защиты системообразующей сети 110-220 кВ на АТ (Т) 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 АТ (Т) 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 АТ (Т) и улучшения условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающих к АТ (Т) 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 АТ (Т) 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 АТ (Т) 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 АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.
- 5.3.6. Резервная защита АТ (Т) 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 АТ (Т) должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.
- 5.3.8. Защиты, имеющие цепи напряжения, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны блокироваться при нарушении цепей напряжения.
- 5.3.9. Дистанционные защиты должны иметь блокировку от качаний в энергосистеме.
- 5.3.10. На АТ (Т) с высшим напряжением 110-220 кВ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств и ступеней релейной защиты и автоматики. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации в диспетчерские центры, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление.
- 5.3.11. Защиты должны удовлетворять требованиям действующих нормативно-технических документов по РЗА.
- 5.3.12. На одиночно работающих Т 110-220 кВ можно использовать АПВ, когда отключение Т приводит к обесточению нагрузки потребителей.
- 5.3.13. Конструктивно в каждой защите АТ (Т) должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних

цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

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. Релейная защиты и ТАПВ шин объектов электроэнергетики должны удовлетворять требованию действующих нормативно-технических документов.
- 5.4.4. 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.
- 5.4.5. ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал. При этом весьма желательно иметь контроль исправности нулевых проводов от ТТ.
- 5.4.6. Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ.
- 5.4.7. 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.
- 5.4.8. При выполнении ДЗШ на микропроцессорной элементной базе в терминале ДЗШ должна осуществляться цифровая регистрация переходных процессов при КЗ с записью параметров предаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе отключений выключателей присоединений. Должна предусматриваться передача информации от устройств регистрации на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления.
- 5.4.9. Конструктивно в ДЗШ должна быть предусмотрена возможность полного вывода защиты из работы с выводом всех внешних цепей, по которым возможно ошибочное отключение выключателей или ошибочный пуск УРОВ при работе на панели защиты.

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 смежных с отказавшим выключателей и на запрет их АПВ путем отключения присоединений.

- 5.5.4. При КЗ на шинах и отказе выключателя линии, через который она коммутируется на шины, УРОВ должен предусматривать останов высокочастотного передатчика высокочастотной защиты на данном конце ЛЭП и посылка 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 из-за ошибок релейного персонала при производстве работ.
- 5.6. Релейная защита обходного выключателя, ШСВ и СВ 110-220 кВ.**
- 5.6.1. Релейная защита обходного выключателя 110-220 кВ должна быть выполнена так, чтобы в полном, штатном объеме можно было обеспечить защиту любого из элемента, присоединенного к шинам, при заводе его через обходной выключатель. Основная защита переводимого элемента при этом по цепям оперативного тока, цепям переменного тока и напряжения должна переводиться на обходной выключатель.
- 5.6.2. Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____ / _____

**Перечень основной информации,
передаваемой Заказчиком в диспетчерские центры Исполнителя для
планирования и управления режимами работы ЕЭС России**

1. Информация, представляемая ежегодно (по пункту 1.1 – в случае ее изменения), а также по запросу диспетчерских центров Исполнителя (*далее – ДЦ*), – в течение 5 рабочих дней со дня получения запроса.

1.1. В отношении принадлежащих Заказчику электростанций:

– установленная мощность (поагрегатно и суммарно по электростанции), МВт;

– располагаемая мощность по месяцам года (поагрегатно и суммарно по электростанции), МВт;

– сведения об изменении установленной мощности электростанции с приложением подтверждающих такие изменения документов – по факту таких изменений;

– утвержденные принципиальные тепловые схемы;

– характеристики оборудования, установленного на электростанции (котлоагрегаты, турбогенераторы, трансформаторы связи и др.) и их систем регулирования (автоматического регулирования возбуждения, скорости и др.);

– технический и технологический минимумы, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки генерирующего оборудования.

1.2. Информация о фактической выработке электрической энергии по месяцам года, млн. кВт^хч (с разбивкой на собственное потребление и продажу на розничном рынке).

2. Телеметрическая информация – в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (Приложение № 2 к настоящему договору).

3. Информация, необходимая для формирования диспетчерского графика электростанции (в том числе о предполагаемом составе и параметрах генерирующего оборудования) – в установленных ДЦ объемах, форматах и сроки^{*)}.

4. Данные технического учета электрической энергии – по согласованным перечням точек учета, в согласованных с ДЦ форматах и сроки (в том числе средствами голосовой связи).

5. Данные коммерческого учета электрической энергии – в согласованных с ДЦ форматах и сроки.

6. Предложения по выработке и поставке электрической энергии и мощности – в соответствии с Порядком формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС

России по субъектам Российской Федерации, утвержденным приказом ФСТ России от 10.06.2009 № 125-э/1.

7. Предложения по суточной процентной разбивке прогнозного месячного объема потребления, выработки и перетоков электрической энергии, предусмотренного утвержденным ФСТ России сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности), – в определенные ДЦ сроки.

8. Годовые и месячные графики ремонта оборудования электростанции, не относящегося к объектам диспетчеризации, вывод в ремонт или консервацию которого приведет к снижению рабочей мощности электростанции, – в согласованные с ДЦ сроки.

9. Ограничения установленной мощности электростанции – ежемесячно в установленном ДЦ порядке.

10. Прогнозный месячный баланс мощности нагрузки и потребления – в установленных ДЦ форматах и сроки.

11. Фактический баланс мощности по итогам календарного месяца – в течение 5 рабочих дней со дня окончания месяца.

12. Информация в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 07.08.2008 № 20 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации о производственно-хозяйственной деятельности, форм и порядка ее предоставления» (в редакции приказа от 09.12.2008 № 256) – по формам и в сроки, предусмотренные указанным приказом для передачи информации в ДЦ.

13. Другая информация, необходимая Исполнителю для планирования и управления режимами работы ЕЭС России, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами и по запросу.

Примечание:

*) Объем информации, подлежащей передаче Заказчиком Исполнителю в соответствии с пунктом 3 настоящего приложения, определяется ДЦ с учетом особенностей краткосрочного планирования электроэнергетического режима энергосистемы и технологических режимов работы объектов электроэнергетики в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и не может превышать объема информации, передаваемой в ДЦ производителями электрической энергии – участниками оптового рынка в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

Заказчик:

_____ Н.Г. Шульгинов

_____ / _____

Приложение № 8
к Договору возмездного оказания услуг
по оперативно – диспетчерскому
управлению в электроэнергетике
от «___»_____ 20__ г. №_____

ФОРМА

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального
директора Филиала
ОАО «СО ЕЭС» ОДУ _____
(наименование ОДУ)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

УТВЕРЖДАЮ

(должность руководителя от Заказчика)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО

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

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

СОГЛАСОВАНО

(должность технического руководителя от Заказчика)

(подпись) (Ф.И.О.)
«___» _____ 20__ г.

ПРОГРАММА

**модернизации систем обмена технологической информацией объектов
электроэнергетики «_____» (наименование Заказчика)
с автоматизированной системой ОАО «СО ЕЭС»**

1. Организация передачи в Филиал ОАО «СО ЕЭС» (наименование РДУ) технологической информации с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)» должна осуществляться в соответствии с Техническими требованиями по организации обмена информацией, необходимой для управления режимами ЕЭС России (Приложение № 2 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике от _____ № _____, заключенному между ОАО «СО ЕЭС» и «(наименование Заказчика)»).

2. Перечень объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)», системы обмена технологической информацией которых с автоматизированной системой Системного оператора (далее – СОТИАССО) требуют модернизации (реконструкции), с указанием конкретных точек измерения и состава телеметрической информации, подлежащей передаче в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» после модернизации, приведен в таблице № 1.

Таблица № 1

**Перечень объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»,
СОТИАССО которых подлежит модернизации (реконструкции)**

№ п/п	Диспетчерское наименование (сокращенное диспетчерское наименование) элемента схемы объекта электроэнергетики, на котором производятся измерения ТИ, ТС	Состав телеинформации		Примечание
		Необходимые ТИ, ТС	в т.ч. новые ТИ, ТС	
1	2	3	4	5

3. Сроки модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеметрической информации в филиалы ОАО «СО ЕЭС» с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)» приведены в таблице № 2.

Таблица № 2

Сроки модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеметрической информации в филиалы ОАО «СО ЕЭС» с объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Срок организации основного канала	Срок организации резервного канала	Срок сдачи СОТИАССО в промышленную эксплуатацию	Направление обмена информацией
1	2	3	4	5	6

4. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации модернизации (расширения) СОТИАССО объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)», организации цифровых каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеметрической информации в

соответствующие диспетчерские центры, а также требующие согласования и взаимодействия с филиалами ОАО «СО ЕЭС», приведены в таблице 3.

Таблица № 3

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации модернизации (расширения) СОТИАССО объектов электроэнергетики «(наименование Заказчика)»

№ п/п	Выполняемые мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
1	2	3	4	5
	Наименование объекта электроэнергетики Заказчика			
1.	Проведение анализа исходного состояния СОТИАССО (измерительного комплекса, систем управления, систем телемеханики, систем регистрации аварийных событий, имеющихся каналов связи для отдачи диспетчерских команд и передачи телеметрической информации в филиалы ОАО «СО ЕЭС»)			
2.	Разработка технического задания на модернизацию (расширение) СОТИАССО			
3.	Согласование с соответствующими филиалами ОАО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ технического задания на модернизацию (расширение) СОТИАССО			
4.	Разработка проекта модернизации (расширения) СОТИАССО			
5.	Согласование с соответствующими филиалами ОАО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ проекта модернизации (расширения) СОТИАССО			
6.	Приобретение необходимого для модернизации (расширения) СОТИАССО оборудования в соответствии с проектной документацией			
7.	Выполнение монтажных работ			
8.	Выполнение пусконаладочных работ			
9.	Разработка и согласование с соответствующими филиалами ОАО «СО ЕЭС» РДУ и ОДУ программы и методики комплексных испытаний СОТИАССО			
10.	Комплексные испытания			

№ п/п	Выполняемые мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примечание
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
	СОТИАССО. Приемка СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в опытную эксплуатацию			
11.	Опытная эксплуатация СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика			
12.	Приемка СОТИАССО объекта электроэнергетики Заказчика в промышленную эксплуатацию			
	<i>И т.д. по другим объектам электроэнергетики Заказчика</i>			

Исполнитель:

Первый заместитель
Председателя Правления

_____ Н.Г. Шульгинов

Заказчик:

_____ / _____