

Соглашение № 19/10-Г-394

о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России

г. Хабаровск

«22» июня 2019 г.

Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), именуемое в дальнейшем «Системный оператор», в лице генерального директора Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока Сунгурова Виталия Леонидовича, действующего на основании доверенности от 25.12.2018, с одной стороны, и **Акционерное общество «Дальневосточная распределительная сетевая компания»** (АО «ДРСК»), именуемое в дальнейшем «ДРСК», в лице генерального директора Андреевко Юрия Андреевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, совместно здесь и далее именуемые «Стороны», заключили настоящее Соглашение о следующем:

1. Предмет Соглашения

1.1. Системный оператор единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России), в том числе управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства ДРСК, в объеме, предусмотренном действующим законодательством, нормативными правовыми актами Российской Федерации и настоящим Соглашением, и выполняет требования, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.2. ДРСК осуществляет комплекс организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства ДРСК, включая функции технологического управления и ведения в отношении объектов электросетевого хозяйства ДРСК, отнесенных к объектам диспетчеризации; выполняет диспетчерские команды и распоряжения Системного оператора, соблюдает выданные им диспетчерские разрешения, а также выполняет требования и условия, предусмотренные настоящим Соглашением.

1.3. Стороны обязуются исполнять положения, инструкции, программы, стандарты, регламенты и иные документы, разработанные и утвержденные в соответствии с действующими нормативными правовыми актами, указанные в Приложении 1 к настоящему Соглашению.

2. Общие положения

2.1. Системный оператор осуществляет управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в соответствии с настоящим Соглашением через свои диспетчерские центры (далее – ДЦ), за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

2.2. Технологическое взаимодействие в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется Сторонами через:

2.2.1. Филиалы Системного оператора – Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока (далее – ОДУ), Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ, Филиал АО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровское РДУ (далее – РДУ).

2.2.2. ДРСК и филиалы – Филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети, Филиал АО «ДРСК» Приморские электрические сети, Филиал АО «ДРСК»

Амосов

автономной области, Филиал АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети, (далее – филиалы ДРСК).

2.3. В целях организации технологического взаимодействия Стороны обеспечивают, в соответствии с настоящим Соглашением, разработку, согласование и утверждение РДУ и филиалами ДРСК положений о технологическом взаимодействии между РДУ и филиалами ДРСК (далее – положения о взаимодействии), а также разработку, согласование и утверждение в филиалах Системного оператора (ОДУ, РДУ) и ДРСК (филиалах ДРСК) иных положений инструкций, программ и регламентов в соответствии с Приложением 1 к настоящему Соглашению, являющихся обязательными для Сторон.

Положения, инструкции, регламенты и другие документы по вопросам организации и осуществления оперативно-диспетчерского управления в операционной зоне РДУ, выполнения функций, возложенных на Системного оператора законодательством РФ об электроэнергетике, организации и осуществления технологического взаимодействия с субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в процессе оперативно-диспетчерского управления, утвержденные РДУ в соответствии с Приложением 1 к настоящему Соглашению и/или требованиями действующих нормативных правовых актов, представляются РДУ (ОДУ) в филиалы ДРСК (ДРСК) и являются обязательными для Сторон. Указанные документы вступают в силу для ДРСК по истечении 10 (десяти) дней с момента их получения, если самими указанными документами не установлен другой срок введения их в действие (но не ранее срока получения ДРСК (филиалами ДРСК) соответствующих документов). ДРСК обязана осуществить мероприятия, необходимые для обеспечения исполнения данных документов.

Стандарты Системного оператора, указанные в Приложении 1 к настоящему Соглашению, размещаются на официальном сайте Системного оператора в сети Интернет. Указанные стандарты подлежат применению в практике взаимодействия Сторон и являются обязательными для ДРСК (филиалов ДРСК) в силу заключения настоящего Соглашения, а при внесении изменений в раздел 5 Приложения 1 к Соглашению или указанные в нем стандарты – в силу подписания соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению. ДРСК (филиалы ДРСК) обязана осуществлять мероприятия, необходимые для исполнения положений стандартов Системного оператора, обязательства по применению которых в отношениях Сторон определены условиями настоящего Соглашения (с учетом изменений, вносимых дополнительными соглашениями).

ДРСК (филиал ДРСК) разрабатывает инструктивную документацию для центров управления сетями (далее – ЦУС) и подстанций ДРСК на основании действующих нормативных правовых актов, стандартов, положений о взаимодействии, регламентов и соответствующих документов РДУ (согласно Приложению 1 к настоящему Соглашению).

Перечень документов ДРСК (филиалов ДРСК), подлежащих согласованию с РДУ, указан в Приложении 1 к настоящему Соглашению.

2.4. Стороны при организации и осуществлении технологического взаимодействия по настоящему Соглашению наряду с документами, указанными в п. 2.3 настоящего Соглашения руководствуются национальными стандартами, приведенными в Приложении 1 к настоящему Соглашению.

2.5. Каждое РДУ определяет перечень линий электропередачи (далее – ЛЭП), оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства ДРСК, в отношении которых оно осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление

(далее – перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления).

2.6. Информация о включении ЛЭП, оборудования и устройств объектов электросетевого хозяйства ДРСК в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления доводится РДУ в письменном виде до сведения филиалов ДРСК в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента включения соответствующего объекта в указанный перечень. РДУ и ДРСК обязаны соблюдать распределение объектов диспетчеризации по способу управления, предусмотренное указанным Перечнем.

2.7. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России осуществляется РДУ в своей операционной зоне посредством выдачи диспетчерских команд, диспетчерских распоряжений и разрешений диспетчером соответствующего РДУ или непосредственно путем прямого воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из РДУ.

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

ДРСК обеспечивает возможность получения диспетчерских команд и разрешений, выданных диспетчерским персоналом РДУ непосредственно оперативным персоналом подстанций и ЦУС ДРСК.

2.8. РДУ определяет своих работников (диспетчерский персонал), уполномоченных выдавать диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы, а также изменять технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации путем непосредственного воздействия на них с помощью средств дистанционного управления. РДУ обязаны ежегодно до 01 января каждого года предоставлять филиалам ДРСК списки диспетчерского персонала и уведомлять о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

2.9. ДРСК (филиал ДРСК) определяет работников (диспетчеров¹ ЦУС, дежурный персонал подстанций ДРСК, в т. ч. оперативных выездных бригад), уполномоченных на осуществление операций по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства ДРСК и/или осуществление координации действий персонала, непосредственно выполняющего такие технологические операции (далее – оперативный персонал ДРСК).

Филиалы ДРСК обязаны ежегодно в срок до 01 января каждого года представлять в РДУ списки оперативного персонала, допущенного к производству переключений (в том числе лиц из числа административно-технического и ремонтного персонала, наделенных правами оперативного персонала), лиц,

¹ Диспетчеры ЦУС относятся к категории дежурных работников субъектов электроэнергетики в соответствии с Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, утвержденными Правительством Российской Федерации, и не являются лицами, осуществляющими профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике (диспетчерским персоналом), в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящим Соглашением.

допущенных к ведению оперативных переговоров, лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок, отдельно по каждому ЦУС и подстанциям ДРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации и с персоналом которых диспетчер РДУ ведет оперативные переговоры, и уведомлять РДУ о внесенных в них изменениях не позднее, чем за один рабочий день до ввода в действие таких изменений.

Изменение схемы оперативного обслуживания энергообъектов ДРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации, осуществляется по согласованию с соответствующим РДУ.

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

2.11. Филиалы ДРСК вправе запрашивать у РДУ и своевременно получать разъяснения по поводу тех диспетчерских команд и распоряжений, отказов в разрешении (согласовании), которые, по мнению филиалов ДРСК, являются неправомерными и наносят ущерб ее интересам. РДУ при получении соответствующего запроса от филиала ДРСК в течение 5 (пяти) рабочих дней обязано представить ему в письменном виде свои мотивированные разъяснения. Право филиалов ДРСК на получение разъяснений в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, не освобождает оперативный персонал филиалов ДРСК от обязанности выполнения диспетчерских команд, распоряжений или соблюдения отказов в диспетчерском разрешении, полученных от РДУ.

При наличии разногласий между оперативным персоналом ДРСК и диспетчерским персоналом РДУ по вопросу выполнения диспетчерской команды (распоряжения) по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации ДРСК вправе обратиться в ОДУ после выполнения диспетчерской команды (распоряжения).

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

2.12. При наличии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и ЦУС ДРСК и отсутствии каналов связи между энергообъектами потребителей электрической энергии и соответствующими РДУ, ДРСК (филиал ДРСК) обеспечивает передачу потребителям электрической энергии диспетчерских команд и разрешений диспетчерского персонала РДУ, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, а также передачу диспетчерскому персоналу РДУ соответствующих уведомлений, запросов и сообщений от указанных потребителей электрической энергии через оперативный персонал ДРСК в отношении следующих энергообъектов потребителей электрической энергии:

- подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, в составе которых отсутствуют объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении РДУ, и к которым не присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском управлении РДУ;

– ответственных подстанций высшим классом напряжения 110 кВ, присоединенных к ЛЭП ДРСК.

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

Документация и технологическая информация, обмен которыми между РДУ и потребителями электрической энергии в соответствии с настоящим Соглашением осуществляется через ДРСК, передаются ДРСК в полном объеме, предоставленном РДУ или потребителями электрической энергии соответственно, в порядке и сроки, определяемые положениями о взаимодействии, утвержденными РДУ и филиалами ДРСК в соответствии с п. 2.3 настоящего Соглашения.

Изменение схемы и порядка информационного обмена между потребителями электрической энергии, указанными в первом абзаце настоящего пункта Соглашения, и ДРСК в части технологической информации и документации, участвующих в информационном обмене с РДУ, может осуществляться только по предварительному письменному согласованию с РДУ.

3. Порядок взаимодействия Сторон при планировании и управлении режимами работы ЕЭС России в операционных зонах РДУ

3.1. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России в своих операционных зонах РДУ обязано:

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

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

3.1.3. Разрабатывать и утверждать нормальную схему электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону РДУ (схема для нормального режима энергосистемы РДУ), а также осуществлять рассмотрение и согласование нормальных схем электрических соединений и временных нормальных схем электрических соединений подстанций ДРСК, в состав которых входит оборудование, относящееся к объектам диспетчеризации.

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

3.1.5. Осуществлять расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА), определять объемы, места размещения, места реализации

управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной и режимной автоматики в соответствии с разделом 10 настоящего Соглашения.

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

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

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

3.1.9. Предоставлять ДРСК (филиалам ДРСК) телеметрическую информацию, поступающую в РДУ с объектов электроэнергетики других собственников, в объеме и порядке, указанном в Приложении 3 к настоящему Соглашению.

3.2. ДРСК (филиалы ДРСК) обязана:

3.2.1. Выполнять диспетчерские команды и распоряжения, соблюдать отказы в разрешении (согласовании), полученные от РДУ.

3.2.2. Осуществлять анализ работы оборудования и устройств подстанций, ЛЭП и схем питания собственных нужд подстанций, разрабатывать и осуществлять мероприятия по повышению надежности их работы.

3.2.3. Поддерживать в актуальном состоянии данные о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций в том числе данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке ЛЭП и оборудования в зависимости от их технического состояния, данные об отключающей способности выключателей. Предоставлять в РДУ информацию о технических параметрах и характеристиках, паспортных данных ЛЭП и оборудования.

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

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

3.2.4. Контролировать уровни напряжения в электрических сетях ДРСК, обеспечивать работоспособность оборудования и устройств регулирования напряжения, поддерживать указанные оборудование и устройства в надлежащем техническом состоянии, а также соблюдать установленные РДУ уровни компенсации и диапазоны регулирования реактивной мощности.

3.2.5. В случае включения ДРСК в перечень первичных получателей команд об аварийных ограничениях разрабатывать, обеспечивать согласование и утверждать

графики аварийного ограничения в соответствии с требованиями Правил разработки и применения графиков аварийного ограничения. Осуществлять в порядке, определенном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения, фактические действия по вводу в действие графиков аварийного ограничения по диспетчерской команде (распоряжению) РДУ, выданной непосредственно персоналу ДРСК. Осуществлять контроль реализации графиков аварийного ограничения.

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

3.2.6. Предоставлять РДУ информацию о схемах электрических соединений подстанций и элементах электрической сети ДРСК, информацию о технических параметрах и характеристиках ЛЭП, оборудования и устройств подстанций, указанную в п. 3.2.3 настоящего Соглашения, и иную информацию в объемах и в сроки, предусмотренные нормативными правовыми актами, требованиями РДУ к составу, форме и срокам предоставления исходной информации для планирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы и настоящим Соглашением, в том числе Приложением 2 к настоящему Соглашению.

3.2.7. В соответствии с требованиями национального стандарта, указанного в п. 6.1 Приложения 1 к настоящему Соглашению разрабатывать (актуализировать) и ежегодно не позднее 01 ноября представлять на согласование в РДУ нормальные схемы электрических соединений подстанций ДРСК с указанием на них диспетчерских наименований оборудования, а также диспетчерских наименований коммутационных аппаратов, которыми может быть изменено эксплуатационное состояние оборудования, относящихся к объектам диспетчеризации.

Присвоение диспетчерских наименований вновь строящимся ЛЭП и подстанциям, а также изменение диспетчерских наименований, введенных в эксплуатацию ЛЭП и подстанций, оборудование которых относится к объектам диспетчеризации, осуществляются ДРСК (филиалами ДРСК) по согласованию с РДУ с соблюдением положений национального стандарта, указанного в п. 6.2 Приложения 1 к настоящему Соглашению.

3.3. При невыполнении требований по разработке и применению графиков аварийного ограничения, определенных Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения вследствие невыполнения соответствующих требований вторичными получателями команд об аварийных ограничениях и потребителями электрической энергии ДРСК и/или РДУ инициирует рассмотрение фактов таких нарушений на заседаниях штаба по обеспечению безопасности электроснабжения субъекта Российской Федерации в целях принятия мер по обеспечению выполнения соответствующих требований, а также вправе довести соответствующую информацию о фактах невыполнения указанных требований до сведения уполномоченного в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федерального органа исполнительной власти (его территориальных органов).

3.4. РДУ вправе запрашивать у филиалов ДРСК и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о техническом состоянии и параметрах объектов электросетевого хозяйства ДРСК, относящихся к объектам

диспетчеризации, а также иную информацию, необходимую для выполнения требований настоящего Соглашения.

3.5. ДРСК (филиалы ДРСК) вправе запрашивать у РДУ и не позднее 5 (пяти) рабочих дней (если иные сроки не установлены другими документами, являющимися обязательными для обеих Сторон) получать информацию о планируемых РДУ и текущих технологических режимах работы объектов электроэнергетики других собственников, находящихся в диспетчерском управлении РДУ и технологическом ведении оперативного персонала ДРСК, а также иную информацию, необходимую для выполнения требований настоящего Соглашения.

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

4.1. Планирование ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования и технического обслуживания комплексов и устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), относящихся к объектам диспетчеризации, осуществляется Сторонами в соответствии с Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (далее – Правила вывода в ремонт), и регламентом формирования сводных годовых и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, утвержденным РДУ (п. 2.6 Приложения 1 к настоящему Соглашению).

4.2. Для разработки сводных годового и месячных графиков ремонта ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, относящихся к объектам диспетчеризации (далее – графики ремонта) филиалы ДРСК в соответствии с требованиями Правил вывода в ремонт и в установленном РДУ порядке представляет на рассмотрение в РДУ предложения о выводе в ремонт объектов диспетчеризации ДРСК.

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

4.3. РДУ осуществляет согласование изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, путем рассмотрения и согласования диспетчерских заявок. Изменение эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации в соответствии с согласованной диспетчерской заявкой может быть начато только после получения оперативным персоналом ДРСК диспетчерской команды или диспетчерского разрешения РДУ непосредственно перед началом осуществления указанного изменения.

РДУ вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации ДРСК и подготовке к началу операций по включению их в работу в сроки аварийной готовности, определенные в диспетчерской заявке.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДРСК в операционной зоне РДУ осуществляются в

соответствии с положением, утвержденным РДУ (п. 2.7 Приложения 1 к настоящему Соглашению).

ДРСК (филиалы ДРСК) обеспечивает передачу в РДУ диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, а также передачу этим потребителям электрической энергии от РДУ согласований (отказов в согласовании) диспетчерских заявок.

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

4.5. При организации и производстве переключений в электроустановках, в том числе на подстанциях нового поколения и отдельных распределительных устройствах подстанций, соответствующих всем отличительным свойствам подстанций нового поколения, в случае если такие переключения выполняются с автоматизированного рабочего места оперативного или диспетчерского персонала, РДУ и ДРСК (филиалы ДРСК) руководствуются требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, и инструкций по производству переключений в электроустановках, указанных в пп. 2.8, 4.1 Приложения 1 к настоящему Соглашению, разработанных и утвержденных в соответствии с данными Правилами.

5. Порядок взаимодействия Сторон при нарушениях нормального режима электрической части энергосистемы, в чрезвычайных ситуациях и в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

5.1. Порядок действий диспетчерского персонала РДУ при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы в операционной зоне РДУ (далее – нарушения нормального режима) и технологических нарушений в работе объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, определяется ПТФ, Правилами ОДУ, Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденными приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 (далее – Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима), и соответствующей инструкцией, разрабатываемой в соответствии с указанными нормативными правовыми актами и утверждаемой РДУ (п. 2.4 Приложения 1 к настоящему Соглашению).

5.2. Порядок действий оперативного персонала ДРСК при предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима и технологических нарушений в работе объектов электросетевого хозяйства ДРСК определяется Правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима и соответствующими инструкциями (п. 3.1 Приложения 1 к настоящему Соглашению), разработанными и утвержденными филиалами ДРСК в соответствии с требованиями Правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима с учетом требований вышеуказанных в п. 5.1 инструкций РДУ. Указанные инструкции филиалов ДРСК подлежат согласованию с РДУ в части порядка самостоятельных действий оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части

энергосистем и объектов электроэнергетики, в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с РДУ.

5.3. При возникновении или угрозе возникновения повреждения ЛЭП или оборудования объекта электроэнергетики и вследствие фактического достижения недопустимых по величине и длительности значений параметров технологического режима их работы, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или разрешения РДУ с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

Порядок действий диспетчерского персонала РДУ и оперативного персонала ДРСК в указанных в настоящем пункте обстоятельствах определяются в инструкциях РДУ и филиалов ДРСК, указанных в пп. 5.1, 5.2 настоящего Соглашения.

5.4. Обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения), произошедших автоматически действием устройств РЗА, оперативный персонал ДРСК обязан незамедлительно сообщать соответствующему диспетчерскому персоналу РДУ с указанием состава изменений сработавших устройств РЗА в соответствии с их функциональным назначением и причин, вызвавших их срабатывание.

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

Передача иной оперативной информации об авариях на энергообъектах ДРСК производится оперативным персоналом ДРСК в порядке, сроки и объемах, установленных Порядком передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике, утвержденным приказом Минэнерго России от 02.03.2010 № 91.

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

В этом случае:

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

5.5.2. РДУ уведомляет ДРСК (филиал ДРСК) о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении потребителей электрической энергии и необходимости принятия мер превентивного характера.

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

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

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

6. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам развития распределительного электросетевого комплекса и осуществления технологического присоединения к электрическим сетям ДРСК

6.1. Системный оператор осуществляет разработку схемы и программы развития ЕЭС России, а также участвует в разработке схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

ДРСК участвует в разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации в части распределительного электросетевого комплекса.

6.2. ДРСК обязана:

6.2.1. Представлять в ОДУ (РДУ) информацию о планах нового строительства (реконструкции, модернизации) объектов электросетевого хозяйства ДРСК классом напряжения 110 кВ и выше, в том числе по запросу ОДУ (РДУ) в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения запроса (но не чаще одного раза в квартал).

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

6.2.3. При строительстве (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства ДРСК и их технологическом присоединении к электрическим сетям также представлять на согласование в ОДУ следующие документы:

- техническое задание на разработку проектной документации и разработанную проектную документацию на строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства высшим проектным классом напряжения 110 кВ и выше;
- техническое задание на разработку проектной документации (в случае одностадийного проектирования создания (модернизации) РЗА – техническое задание на разработку рабочей документации), проектную и рабочую документацию на создание (модернизацию) РЗА, СДТУ;
- изменения, вносимые в указанные документы.

Порядок взаимодействия Сторон при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении к электрическим сетям и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики ДРСК определяется утверждаемым ими регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения 1 и Порядком обмена информацией при проектировании, указанным в Приложении 6 к настоящему Соглашению.

6.2.4. Для ввода в работу построенных (реконструированных) объектов электросетевого хозяйства ДРСК номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, нового (модернизированного) электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ обеспечить выполнение требований ПТФ и нормативных правовых актов Минэнерго России, утверждаемых в соответствии с ПТФ, в том числе:

6.2.4.1. Не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу соответствующего объекта электросетевого хозяйства ДРСК или в иной заблаговременно согласованный с ОДУ (РДУ) срок в зависимости от сложности вводимого объекта, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода в работу новых (реконструированных, модернизированных) ЛЭП, электротехнического оборудования и/или комплексов и устройств РЗА, СДТУ, представить в ОДУ (РДУ):

- информацию о технических параметрах и паспортных данных ЛЭП, оборудования и устройств, сроках ввода их в эксплуатацию и иную информацию, необходимую для расчетов электроэнергетических режимов энергосистемы, в том числе расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, подготовки инструктивно-технической и оперативной документации по оборудованию и устройствам, относящимся к объектам диспетчеризации, в соответствии с требованиями ПТФ и нормативными правовыми актами Минэнерго России;

- документы и информацию, необходимые для выполнения расчетов и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА, в соответствии с Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100 (далее – Правила взаимодействия при настройке устройств РЗА).

6.2.4.2. Не менее чем за 3 (три) месяца до ввода в работу нового (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства представить на согласование в РДУ проект нормальной схемы электрических соединений соответствующей подстанции (в случае поэтапного ввода объекта в эксплуатацию – временной нормальной схемы электрических соединений). Утвержденная нормальная (временная нормальная) схема электрических соединений подстанции должна быть передана РДУ не позднее чем за 2 (два) месяца до планируемого ввода оборудования подстанции в работу.

6.2.4.3. При необходимости изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния действующих ЛЭП, оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, для ввода, построенного (реконструированного) объекта электросетевого хозяйства ДРСК в работу направить в РДУ предложения о включении таких объектов диспетчеризации в сводный месячный график ремонта.

Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на ввод в работу нового (реконструированного, модернизированного) объекта диспетчеризации осуществляются в порядке, установленном п. 4.3 настоящего Соглашения.

6.2.4.4. Организовать проверку выполнения технических решений в отношении выполнения мероприятий и требований, которые предусмотрены техническими условиями на технологическое присоединение, проектной и рабочей документацией в порядке и сроки, установленные Правилами технологического присоединения и регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения 1 к настоящему Соглашению.

В случае, если ДРСК инициировано включение в работу в составе энергосистемы ЛЭП и/или оборудования объекта электросетевого хозяйства, мероприятия по строительству (реконструкции) которых предусмотрены проектной документацией или техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям (ТУ), но не выделены в отдельный этап реализации проекта или этап ТУ, и ОДУ (РДУ) по результатам рассмотрения такого обращения ДРСК установлена допустимость включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу в составе энергосистемы, – обеспечить проведение, совместно с РДУ, проверки выполнения соответствующих технических решений в порядке, предусмотренном регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения 1 к настоящему Соглашению. По результатам указанной проверки ОДУ (РДУ) при отсутствии замечаний оформляется уведомление о возможности включения соответствующих ЛЭП, оборудования в работу по режиму энергосистемы.

6.2.4.5. Разрабатывать в соответствии с требованиями Правил переключений в электроустановках, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.09.2018 № 757, и представлять в РДУ на согласование комплексные программы по включению нового (реконструированного, модернизированного) оборудования подстанций и ЛЭП (в том числе оборудования подстанций и ЛЭП потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения), относящихся к объектам диспетчеризации, и/или для ввода в работу которых необходимо изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, не менее чем за 14 (четырнадцать) дней до планируемой даты ввода их в работу.

6.3. Системный оператор осуществляет в порядке, предусмотренном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, рассмотрение проекта инвестиционной программы ДРСК, вносимых в инвестиционную программу изменений и осуществляет подготовку заключений по результатам рассмотрения инвестиционной программы (вносимых в нее изменений), включая, при необходимости, мотивированные предложения по её доработке.

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

6.4. При технологическом присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии к электрическим сетям ДРСК ОДУ (РДУ) участвует в формировании, согласовании и проверке выполнения включаемых в технические условия технических требований, обеспечивающих работу присоединяемых объектов (устройств) в составе ЕЭС России, в порядке, определенном Правилами технологического присоединения и регламентом, указанным в п. 1.2 Приложения 1 к настоящему Соглашению.

6.5. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА и необходимых для обеспечения их функционирования СДТУ, Стороны обязаны

руководствоваться ПТФ, Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), Требованиями к каналам связи для функционирования РЗА, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 97 (далее – Требования к каналам связи для функционирования РЗА), а также положениями регламента, указанного в п. 1.2 Приложения 1 к настоящему Соглашению, Приложения 4 к настоящему Соглашению и требованиями соответствующих стандартов, указанных в Приложении 1 к настоящему Соглашению, обеспечивать учет и выполнение требований указанных документов.

7. Порядок взаимодействия Сторон по вопросам эксплуатации объектов электросетевого хозяйства ДРСК

7.1. Стороны обязаны соблюдать требования к техническому состоянию и эксплуатации ЛЭП, электросетевого оборудования, комплексов и устройств РЗА, оборудования и устройств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, СДТУ, автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии, предусмотренные нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами, в том числе указанными в Приложении 1 к настоящему Соглашению.

7.2. РДУ в установленном нормативными правовыми актами и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти порядке участвует в осуществлении уполномоченными федеральными органами исполнительной власти контроля за техническим состоянием энергообъектов ДРСК, влияющих на надежность и безопасность функционирования ЕЭС России в операционной зоне РДУ.

7.3. РДУ вправе осуществлять, в том числе (по согласованию с ДРСК) с выездом на подстанции, контроль выполнения филиалами ДРСК требований по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА, СДТУ, находящихся в его диспетчерском управлении или ведении.

7.4. Представители РДУ вправе принимать участие в качестве контролирующих лиц в проводимых ДРСК:

- противоаварийных тренировках по отработке действий оперативного персонала при вводе графиков временного отключения потребления электрической энергии (специализированные тренировки);
- подстанционных противоаварийных тренировках, проводимых на рабочем месте оперативного персонала, – в рамках периодического ознакомления диспетчерского персонала РДУ (ОДУ) с объектами электроэнергетики.

7.5. ДРСК (филиалы ДРСК) обязана:

7.5.1. Поддерживать ЛЭП, оборудование подстанций, устройства РЗА и СДТУ ДРСК в эксплуатационной готовности и обеспечивать их работоспособность в соответствии с документами, указанными в Приложении 1 к настоящему Соглашению, и нормативными документами.

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

7.5.3. Предоставлять РДУ по запросу документы и информацию о техническом состоянии ЛЭП, оборудования и устройств подстанций ДРСК, относящихся к объектам диспетчеризации, в порядке, установленном нормативными правовыми актами и настоящим Соглашением.

7.5.4. Принимать участие в проводимых РДУ межсистемных (общесистемных) противоаварийных тренировках.

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

7.7. При организации контроля за гололедообразованием на проводах и грозозащитных тросах воздушных ЛЭП и воздушных участков кабельно-воздушных ЛЭП (далее – ВЛ) ОДУ (РДУ) и ДРСК (филиалы ДРСК) руководствуются Требованиями по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи, утвержденными приказом Минэнерго России от 19.12.2018 № 1185.

ДРСК обязана предоставлять в ОДУ:

- карты районирования по гололеду, используемые ДРСК, – в соответствии с указанными в абзаце первом настоящего пункта Требованиями;
- оперативную информацию о параметрах гололедообразования на проводах и грозозащитных тросах ВЛ классом напряжения 110 кВ и выше с указанием мест образования, размеров, веса, плотности, структуры гололедно-изморозевых отложений и температуры окружающего воздуха в месте их образования – в течение 1 (одного) часа с момента выявления факта образования гололедно-изморозевых отложений.

8. Порядок взаимодействия Сторон при расследовании причин аварий в электроэнергетике

8.1. В соответствии с порядком, установленным Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 28.10.2009 № 846 (далее – Правила расследования аварий), ДРСК обеспечивает расследование причин аварий на объектах электросетевого хозяйства ДРСК (за исключением аварий, расследование причин которых осуществляется уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти).

По согласованию с ДРСК РДУ вправе участвовать в расследовании причин аварий, произошедших на энергообъектах ДРСК, в составе созданных ДРСК комиссий.

8.2. РДУ участвует в расследовании причин аварий на энергообъектах ДРСК в составе комиссий, созданных уполномоченным в сфере контроля и надзора в электроэнергетике федеральным органом исполнительной власти (его территориальными органами).

8.3. Филиалы ДРСК обязаны в соответствии с Правилами расследования аварий и принятыми в соответствии с ними нормативными правовыми актами Минэнерго России:

8.3.1. Предоставлять в РДУ оперативную информацию об авариях на объектах электросетевого хозяйства ДРСК и на энергообъектах потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, а также результаты расследования причин аварий на объектах электросетевого хозяйства ДРСК напряжением 110 кВ и выше, оформленные в соответствии с Правилами расследования аварий, в течение 3 (трёх) дней после завершения расследования с использованием автоматизированного рабочего места, интегрированного с единым специализированным программным комплексом учета и анализа аварийности в электроэнергетике Российской Федерации «База аварийности в электроэнергетике».

8.3.2. Представлять информацию о выполнении (ходе выполнения) противоаварийных мероприятий по результатам расследования причин аварий.

8.3.3. По запросу РДУ предоставлять информацию обо всех произошедших нарушениях нормального режима и о ходе аварийно-восстановительных работ на энергообъектах ДРСК, относящихся к объектам диспетчеризации.

8.3.4. В целях проведения комплексного расследования причин аварий системного характера включать по инициативе ОДУ (РДУ) в состав комиссий ДРСК представителей иных субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии, на объектах которых произошли отключения и/или отклонения от технологических режимов работы оборудования или устройств вследствие аварий на объектах электросетевого хозяйства ДРСК.

8.4. РДУ обязано предоставлять по запросу филиалов ДРСК имеющуюся у него информацию о результатах расследования причин аварий, в расследовании которых участвовали представители РДУ и которые привели к отключениям и/или повреждениям на объектах электросетевого хозяйства ДРСК.

9. Организация обмена технологической информацией между ДРСК и РДУ

9.1. Информационный обмен по вопросам, урегулированным настоящим Соглашением (в том числе в отношении энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 Соглашения), осуществляется между РДУ и филиалами ДРСК, подстанциями ДРСК, расположенными в границах операционной зоны РДУ. Порядок такого информационного обмена определяется настоящим Соглашением (включая приложения к нему) и документами, разработанными и утвержденными Сторонами в соответствии с пп. 1.3, 2.3 настоящего Соглашения.

9.2. Обмен технологической информацией между Сторонами обеспечивается системами сбора и передачи информации (далее – ССПИ), а также системами обмена другими видами технологической информации, в том числе системой межмашинного обмена, посредством Web-обмена и электронной почты.

9.3 ДРСК обязана:

9.3.1. Организовать и обеспечивать круглосуточную работу двух независимых каналов связи между подстанциями, ЦУС и соответствующими РДУ для передачи в режиме реального времени диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов диспетчеризации, необходимой для управления электроэнергетическим режимом в операционных зонах РДУ.

В случае отсутствия (потери) связи между подстанцией и/или ЦУС и РДУ персонал ДРСК и персонал РДУ (в пределах зоны эксплуатационной ответственности РДУ) обязаны принять меры к восстановлению связи. При этом на период до восстановления связи должны быть использованы любые доступные виды связи.

9.3.2. Привести ССПИ объектов электросетевого хозяйства ДРСК в соответствие с Техническими требованиями по организации обмена с РДУ

информацией необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционной зоне РДУ, указанными в Приложении 4 к настоящему Соглашению (далее – Технические требования), в установленном настоящим разделом Соглашения порядке и обеспечивать обмен технологической информацией в соответствии с данными Техническими требованиями.

9.3.3. Обеспечить передачу в РДУ технологической информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, в том числе телеметрической информации в соответствии с Техническими требованиями.

9.4. В целях приведения ССПИ энергообъектов ДРСК в соответствие с Техническими требованиями филиалы ДРСК (ДРСК) и РДУ (ОДУ) осуществляют взаимодействие в соответствии с Регламентом взаимодействия РДУ и филиалов ДРСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства ДРСК (Приложение 5 к настоящему Соглашению).

9.5. Филиалы ДРСК и РДУ ежегодно обмениваются списками лиц (с указанием контактной информации), ответственных за эксплуатационное обслуживание СДТУ и оперативное устранение неисправностей оборудования и устройств СДТУ, влекущих нарушение обмена технологической информацией либо нарушения в работе каналов связи между энергообъектами ДРСК, ЦУС и РДУ. Порядок взаимодействия персонала РДУ и филиалов ДРСК обслуживающего СДТУ определяется регламентом (п. 1.3 Приложения 1 к настоящему Соглашению).

9.6. Стороны обязуются оперативно информировать друг друга о выявленных случаях неисправности в работе СДТУ, ССПИ энергообъектов ДРСК и принимать в границах своей эксплуатационной ответственности оперативные действия по их устранению.

9.7. При необходимости изменения схемы информационного обмена между филиалами ДРСК (соответствующими объектами электросетевого хозяйства ДРСК) и РДУ такое изменение может осуществляться только по предварительному согласованию с РДУ.

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

10.1. При создании (модернизации) и организации эксплуатации комплексов и устройств РЗА Стороны обеспечивают выполнение ПТФ, Требований к оснащению устройствами РЗА, Требований к каналам связи для функционирования РЗА, а также требований настоящего раздела и раздела 6 Соглашения, и положений стандартов, указанных в Приложении 1 к настоящему Соглашению.

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

При выдаче и выполнении заданий по настройке устройств РЗА Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с ПТФ и Правилами взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке,

выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 100, с учетом установленного в соответствии с ними распределения функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между РДУ и ДРСК.

При определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов высшим классом напряжения 110, 220 кВ Стороны осуществляют взаимодействие в соответствии с Регламентом взаимодействия АО «СО ЕЭС» и сетевых организаций, являющихся дочерними обществами ПАО «Россети», при определении и контроле режима заземления нейтралей силовых трансформаторов с высшим классом напряжения 110, 220 кВ.

10.2. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных в п. 10.1 Соглашения документами, РДУ:

10.2.1. Задаёт объёмы нагрузки потребителей электрической энергии, подключаемой под действие противоаварийной автоматики (далее – ПА), в том числе автоматической частотной разгрузки (АЧР), распределяют их по территории своих операционных зон и выдают соответствующие задания филиалам ДРСК в порядке, установленном Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения.

10.2.2. Осуществляет совместно с филиалами ДРСК выборочные плановые проверки эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах ДРСК, а также на энергообъектах потребителей электрической энергии, энергопринимающие установки которых технологически присоединены к электрическим сетям ДРСК и/или в отношении которых ДРСК заключены договоры об оказании услуг по передаче электрической энергии, и объёмов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключённых под действие таких устройств АЧР, а также внеплановые проверки в случае неправильного срабатывания устройств АЧР.

10.2.3. Представляет в филиалы ДРСК в отношении ЛЭП и оборудования подстанций ДРСК, а также энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 Соглашения:

- перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет РДУ;
- перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования, расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет РДУ.

10.3. Наряду с реализацией прав и обязанностей, предусмотренных указанными в п. 10.1 Соглашения документами, ДРСК (филиалы ДРСК) обязана:

10.3.1. Обеспечивать размещение, работоспособность и организацию эксплуатации комплексов и устройств РЗА, в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, нормативно-технической документации и разработанными в соответствии с ними требованиями РДУ и настоящим Соглашением.

10.3.2. Учитывать информацию, полученную от РДУ в соответствии с п. 10.2.3 настоящего Соглашения при:

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

- оценке работы устройств РЗА и реализованных в их составе функций;
- формировании мероприятий по обеспечению ближнего резервирования и формировании инвестиционных программ в случае принятия решения о необходимости создания (модернизации) устройств РЗА.

Обеспечивать передачу информации, полученной от РДУ в соответствии с п. 10.2.3 настоящего Соглашения, указанным в п. 2.12 настоящего Соглашения потребителям электрической энергии в отношении энергообъектов таких потребителей.

10.3.3. Выполнять задания РДУ по объемам, очередности и местам (районам) подключения нагрузки под действие ПА, параметрам настройки комплексов и устройств ПА.

10.3.4. Обеспечивать реализацию управляющих воздействий ПА на энергообъектах ДРСК, а в случае установки устройств ПА на энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, технологически присоединенных к электрическим сетям ДРСК, обеспечивать их надежное функционирование, настройку в соответствии с требованиями РДУ и возможность своевременной реализации управляющих воздействий ПА (за исключением случаев, когда договором об оказании услуг по передаче электрической энергии предусмотрено, что указанные действия потребитель электрической энергии совершает самостоятельно).

10.3.5. Разрабатывать графики подключения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, присоединенных к электрическим сетям ДРСК, под действие устройств АЧР и частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) (далее – график АЧР) в соответствии с заданиями соответствующих РДУ и представлять их в РДУ.

10.3.6. Информировать РДУ о выполнении заданий РДУ по подключению энергообъектов ДРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологически присоединенных к электрическим сетям ДРСК, под действие ПА, и об изменении параметров настройки устройств ПА, в том числе представлять в РДУ сведения о фактическом подключении энергообъектов ДРСК и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии под действие АЧР и иных видов ПА, действующей на отключение нагрузки с указанием величины отключаемой мощности и энергообъектов ДРСК, подключенных под действие указанной автоматики.

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

10.3.8. Обеспечивать представителям РДУ доступ на свои объекты для совместного проведения выборочных проверок эксплуатационного состояния устройств АЧР, установленных на энергообъектах ДРСК, и объемов нагрузки потребления (присоединений и фидеров), подключенных под действие устройств АЧР, а также осуществлять взаимодействие с потребителями электрической энергии, указанными в п. 10.2.2 настоящего Соглашения, в целях обеспечения проведения соответствующих проверок на энергообъектах таких потребителей электрической энергии. Выполнять мероприятия по устранению выявленных недостатков в работе устройств АЧР, определенные по результатам указанных проверок, в согласованные с РДУ сроки.

11. Осуществление контрольных и внеочередных замеров

11.1. Контрольные замеры потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения производятся 2 раза в год – в третью среду июня и третью среду декабря.

РДУ осуществляет организацию проведения контрольных замеров на объектах электросетевого хозяйства ДРСК с определением требуемого объема, формы и сроков представления информации. Соответствующее задание должно быть направлено РДУ в филиалы ДРСК не позднее чем за 10 (десять) дней до дня проведения контрольного замера.

Филиалы ДРСК обеспечивают по заданию РДУ проведение замеров параметров оборудования и режима в характерные дни и часы контрольных замеров.

11.2. При необходимости РДУ организуют, а филиалы ДРСК обеспечивают проведение по заданию РДУ внеочередных замеров (по присоединениям и энергопринимающим устройствам, подключенным под действие ПА и/или включенным в графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)), – не чаще чем раз в месяц, иных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения – не чаще чем раз в квартал.

11.3. Филиалы ДРСК также организуют проведение собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, технологически присоединенных к электрическим сетям ДРСК, контрольных, внеочередных и иных замеров на указанных объектах электроэнергетики (энергопринимающих устройствах) либо непосредственно осуществляют замеры на соответствующих объектах (устройствах) в случае, если договором об оказании услуг по передаче электрической энергии или договором энергоснабжения предусмотрено, что указанные действия выполняют филиалы ДРСК.

11.4. Филиалы ДРСК предоставляют в РДУ результаты проведенных ими контрольных, внеочередных и иных замеров, а также результаты организованных ими замеров на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, технологически присоединенных к электрическим сетям ДРСК, в установленном РДУ формате в течение 10 (десяти) рабочих дней со дня проведения соответствующего замера.

11.5. РДУ после обобщения результатов контрольных замеров на объектах электроэнергетики своей операционной зоны представляет по запросу филиалов ДРСК схемы потокораспределения в характерные дни и часы контрольных замеров.

В случае отнесения филиалов ДРСК к числу первичных получателей команд об аварийных ограничениях и/или выдачи филиалам ДРСК задания по подключению нагрузки потребителей электрической энергии под действие ПА РДУ предоставляет по запросу филиалов ДРСК обобщенные результаты проведения на соответствующих объектах внеочередных замеров нагрузок по присоединениям, включенным в графики аварийного ограничения и/или подключенным под действие ПА.

12. Ответственность Сторон

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

12.2. Убытки, причиненные ДРСК действиями (бездействием) Системного оператора, действовавшего с превышением своих полномочий, возмещаются в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации в порядке, предусматривающем возмещение реального ущерба в полном объеме и упущенной

выгоды в случае, если в судебном порядке будет доказано, что указанные действия (бездействие) совершены умышленно или по грубой неосторожности.

13. Изменение и дополнение условий Соглашения

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

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

В этом случае Стороны приводят условия настоящего Соглашения в соответствие с принятыми нормативными правовыми актами.

13.3. В случае заключения между ДРСК и организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (далее – ЕНЭС) договора о порядке использования объекта (объектов) электросетевого хозяйства ДРСК, входящих в ЕНЭС (за исключением договоров аренды объектов электросетевого хозяйства, входящих в ЕНЭС, заключаемых между организацией по управлению ЕНЭС и ДРСК), ДРСК обязана:

13.3.1. Не менее чем за 10 (десять) дней письменно уведомить ОДУ о планируемом заключении указанного договора.

13.3.2. В десятидневный срок с момента заключения договора уведомить ОДУ о том, на какую из сторон указанного договора возложено осуществление эксплуатации соответствующего объекта (объектов) электросетевого хозяйства и технологического взаимодействия с РДУ в части вывода указанного объекта в ремонт и из эксплуатации, выполнения требований технических регламентов и иных обязательных требований, необходимых для управления электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России в операционной зоне РДУ, а также по другим вопросам, урегулированным настоящим Соглашением.

При необходимости Стороны вносят в настоящее Соглашение соответствующие изменения и дополнения.

13.4. В случае перехода права собственности или иного права на энергообъекты ДРСК к другому лицу (далее – Приобретатель) в результате возмездного или безвозмездного отчуждения указанных объектов, передачи их в аренду, совершения ДРСК иных действий по распоряжению данным имуществом, а также перехода прав на указанные объекты в порядке универсального правопреемства ДРСК обязана не менее чем за месяц письменно уведомить ОДУ о предстоящем переходе права собственности или иного права на указанные объекты электросетевого хозяйства, а также уведомить Приобретателя о наличии обязательств по настоящему Соглашению.

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

14. Разрешение споров

14.1 Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Соглашения или в связи с ним, в том числе касающиеся его заключения, действия, исполнения, изменения, дополнения, прекращения или действительности, решаются Сторонами путем проведения переговоров.

15. Срок действия Соглашения

15.1. Настоящее Соглашение вступает в силу с момента его подписания Сторонами и действует по 31.12.2019 включительно.

15.2. Действие настоящего Соглашения считается продленным на следующий календарный год, если за 30 (тридцать) дней до окончания срока его действия не последует письменного уведомления какой-либо из Сторон Соглашения о расторжении Соглашения, заключении Соглашения на иных условиях или внесении изменений и дополнений в настоящее Соглашение.

15.3. С момента вступления в силу настоящего Соглашения Соглашение о технологическом взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ДРСК» в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России от 01.02.2011 № СДУ-В-1/2011-140 (в редакции дополнительных соглашений с 1 по 17) считать прекратившим действие.

16. Заключительные положения

16.1. Каждая из Сторон обязана уведомить другую Сторону об изменении своих реквизитов, и такое уведомление будет вступать в силу для другой Стороны с даты получения соответствующего уведомления.

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

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

16.4. Информация, предоставляемая ОДУ в ДРСК в соответствии с п. 11.5 настоящего Соглашения, относится к информации, составляющей коммерческую тайну.

При получении от ОДУ указанной информации и в дальнейшем при ее использовании ДРСК должен быть обеспечен режим охраны конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, установленный Федеральным законом от 29.07.2004 № 98-ФЗ «О коммерческой тайне», в том числе исключено раскрытие полученной информации третьим лицам и обеспечена охрана конфиденциальности информации в рамках трудовых отношений с работниками.

16.5. В случае принятия одной из Сторон решения об отнесении к информации, составляющей коммерческую тайну, иной информации, предоставляемой ею по настоящему Соглашению, такая Сторона обязана в письменной форме уведомить о принятом решении другую Сторону с указанием перечня и состава информации, составляющей коммерческую тайну.

В этом случае Стороны обязаны обеспечить сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, в соответствии с условиями п. 16.4 настоящего Соглашения.

письменной форме уведомить о принятом решении другую Сторону с указанием перечня и состава информации, составляющей коммерческую тайну.

В этом случае Стороны обязаны обеспечить сохранность конфиденциальной информации, составляющей коммерческую тайну, в соответствии с условиями п. 16.4 настоящего Соглашения.

17. Перечень приложений к настоящему Соглашению

Неотъемлемыми частями настоящего Соглашения являются следующие приложения:

17.1. Приложение 1. Перечень основных документов, определяющих порядок технологического взаимодействия ДРСК и РДУ.

17.2. Приложение 2. Перечень информации, передаваемой ДРСК (филиалами ДРСК) в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России в операционных зонах РДУ.

17.3. Приложение 3. Перечень телеметрической информации, передаваемой РДУ в ДРСК (филиалы ДРСК) для планирования и управления технологическими режимами электрических сетей ДРСК.

17.4. Приложение 4. Технические требования по организации обмена информацией с РДУ, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционных зонах РДУ.

17.5. Приложение 5. Регламент взаимодействия РДУ и ДРСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства ДРСК.

17.6. Приложение 6. Порядок обмена информацией при проектировании.

18. Юридические адреса Сторон:

Системный оператор:

109074, г. Москва,
Китайгородский проезд, д.7, стр. 3
Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока
Тел.: (4212) 399-315
Факс: (4212) 315-060

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока



В.Л. Сунгуров

2019 г.

ДРСК:

675000, Российская Федерация,
Амурская область, г. Благовещенск,
ул. Шевченко, д. 28
Тел.: (4162) 397-359
Факс: (4162) 397-436

Генеральный директор
АО «ДРСК»



Ю.А. Андреев

2019 г.

**Перечень основных документов,
определяющих порядок технологического взаимодействия ДРСК и РДУ**

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Системным оператором (ОДУ, РДУ) и ДРСК (филиалами ДРСК) совместно:

1.1. Положение о технологическом взаимодействии между Филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ и филиалом АО «ДРСК».

1.2. Регламент взаимодействия АО «ДРСК» и филиалов АО «СО ЕЭС» операционной зоны Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока при разработке, рассмотрении и согласовании документации, разрабатываемой при технологическом присоединении и строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, а также при проверке выполнения технических решений и включении электросетевых объектов в работу в составе энергосистемы.

1.3. Регламент взаимодействия Филиала АО «СО ЕЭС» РДУ и Филиала АО «ДРСК» при техническом и оперативном обслуживании средств диспетчерского и технологического управления.

1.4. Положение о порядке оформления и согласования нормальных схем электрических соединений распределительных сетей АО «ДРСК» 35 кВ и выше.

1.5. Порядок контроля эксплуатационного состояния устройств АЧР на объектах электроэнергетики ОЭС Востока.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые РДУ и обязательные для исполнения РДУ и филиалами ДРСК:

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

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

2.3. Положение (приложения) по управлению режимами работы энергосистемы в операционной зоне РДУ.

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

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

2.6. Регламент формирования филиалами АО «СО ЕЭС» 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 РДУ.

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

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

2.10. Схемы подачи напряжения на собственные нужды тепловых электростанций в условиях наиболее тяжелых нарушений в работе электроэнергетической системы, связанных с полной остановкой оборудования электростанций и отсутствием напряжения на шинах собственных нужд.

2.11. Перечень устройств РЗА ДРСК (филиала ДРСК), для которых РДУ выполняет расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования.

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

3. Документы, разрабатываемые и утверждаемые филиалами ДРСК, требующие согласования с РДУ:

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

3.2. Нормальные схемы электрических соединений и временные нормальные схемы электрических соединений объектов электросетевого хозяйства ДРСК, в состав которых входят объекты диспетчеризации РДУ.

3.3. Типовые бланки переключений по выводу из работы и вводу в работу объектов диспетчеризации, согласно утвержденному РДУ перечню.

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

4. Документы, разрабатываемые и утверждаемые филиалами ДРСК с учетом требований аналогичных документов, утвержденных РДУ:

4.1. Инструкция по производству переключений в электроустановках ДРСК.

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

4.3. Инструкции по эксплуатации комплексов и устройств РЗА.

5. Стандарты организации, являющиеся обязательными для РДУ и ДРСК:

5.1. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.002-2012 «Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 28.04.2012 № 177 с изменениями, утвержденными приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201, приказами АО «СО ЕЭС» от 22.09.2016 № 254, от 05.04.2019 № 106).

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

5.3. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.010.007-2015 «Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 17.12.2015 № 409, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 24.07.2018 № 160).

5.4. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015

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

5.5. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.008-2015 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Автоматика ликвидации асинхронного режима. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.12.2015 № 418, с изменениями, утвержденными приказами АО «СО ЕЭС» от 30.03.2018 № 75, от 18.03.2019 № 74).

5.6. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.003-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Микропроцессорные устройства автоматической частотной разгрузки. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 16.08.2016 № 207, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 05.04.2019 № 106).

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

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

5.9. Стандарт АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385).

6. Национальные стандарты Российской Федерации, являющиеся обязательными для РДУ и ДРСК:

6.1. ГОСТ Р 56303-2014 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению» (утвержден приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 1984-ст).

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

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

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

6.5. ГОСТ Р 57382-2017 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений» (утвержден приказом Росстандарта от 16.01.2017 № 12-ст).

Примечание:

1. Документ, указанный в п. 3.1 настоящего приложения, подлежит согласованию с соответствующим РДУ в части вопросов, указанных в п. 5.2 настоящего Соглашения.

2. В случае использования ДРСК (филиалами ДРСК) указанных в разделах 2 и 5 настоящего приложения документов при разработке документации для оперативного персонала (энергообъектов) ДРСК ссылки на указанные документы Системного оператора являются обязательными.

3. Национальные стандарты, указанные в разделе 6 настоящего приложения, размещаются на сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарта) в сети Интернет. ДРСК присоединяется к указанным стандартам путем заключения настоящего Соглашения, а в дальнейшем (при внесении изменений в раздел 6 настоящего приложения или указанные в нем стандарты) путем заключения соответствующего дополнительного соглашения к настоящему Соглашению.

4. Документ, указанный в п. 2.3 настоящего приложения, направляется ДРСК (филиалам ДРСК) только в части отдельных приложений, информации, относящихся к его объектам электроэнергетики, в составе и объеме, определенном РДУ.

От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока


М.П. В.Л. Сунгуров



От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»


М.П. Ю.А. Андреев



Перечень информации, передаваемой ДРСК (филиалами ДРСК) в РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России в операционной зоне РДУ

1. Перечень объектов электросетевого хозяйства (подстанций и ЛЭП) номинальным классом напряжения 35 кВ и выше, принадлежащих ДРСК на праве собственности или ином законном основании, с указанием границ балансовой принадлежности – по запросу РДУ (не чаще 1 раза в квартал) в течение 15 (пятнадцати) рабочих дней со дня получения запроса.
2. Информация в соответствии с установленным приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» перечнем информации – в объеме, по формам, в сроки и порядке, предусмотренном указанным приказом.
3. Телеметрическая информация, предоставляемая в объеме и порядке, установленном Техническими требованиями по организации обмена с РДУ информацией, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционных зонах РДУ (Приложение 4 к Соглашению).
4. Данные автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электрической энергии, данные технического учета электрической энергии для составления оперативного суточного и месячного балансов электрической энергии по субъектам Российской Федерации – в согласованных форматах и сроки. При этом в отношении межгосударственных ЛЭП, а также в отношении ЛЭП номинальным классом напряжения 35 кВ и выше, проходящих по территории двух или более субъектов Российской Федерации ДРСК предоставляет:
 - информацию об объемах электрической энергии, переданной по указанным линиям электропередачи за прошедшие сутки, до 7 часов 00 минут следующих суток;
 - полученные на основании показаний приборов учета данные об объемах электрической энергии, переданной по указанным ЛЭП за прошедший месяц, до 7-го числа следующего месяца.
5. Другая информация, необходимая РДУ для планирования и управления режимами работы ЕЭС России в операционной зоне РДУ, представляемая в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

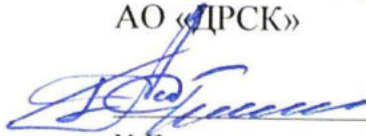
От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока


В.Л. Сунгуров
М.П.

От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»


Ю.А. Андреев
М.П.



**Перечень телеметрической информации,
передаваемой РДУ в ДРСК (филиалы ДРСК) для планирования и управления
технологическими режимами электрических сетей ДРСК**

1. Настоящий документ (далее – Перечень) определяет виды телеметрической информации, передаваемой РДУ в ДРСК (филиалы ДРСК).

Передача в ДРСК (филиалы ДРСК) телеметрической информации осуществляется РДУ по запросу ДРСК (филиалов ДРСК) в пределах существующей технической возможности на ее передачу без дополнительных финансовых затрат со стороны Системного оператора.

2. РДУ передает в ДРСК и её филиалы следующую телеметрическую информацию, поступающую в РДУ, в случае отсутствия ее у ДРСК:

2.1. По подстанциям ДРСК передается весь имеющийся в РДУ объем телеинформации.

2.2. По объектам электросетевого хозяйства иных собственников, находящимся в технологическом управлении и/или ведении ДРСК (филиалов ДРСК) с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше:

- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по ЛЭП;
- ТИ напряжений с измерительных трансформаторов секций или систем шин;
- ТС положения коммутационных аппаратов (разъединителей, выключателей, отделителей);
- ТИ частоты электрического тока;
- ТИ токов, перетоков активной и реактивной мощности по автотрансформаторам и трансформаторам с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- ТИ реактивной мощности/тока средств компенсации реактивной мощности, установленных на подстанциях с высшим номинальным классом напряжения 110 кВ и выше;
- Номер положения анцапф РПН трансформаторов (автотрансформаторов) 110 кВ и выше и линейных регуляторов;
- Обобщенная телесигнализация (ТС) срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

3. Передача в ДРСК и её филиалы телеметрической информации, указанной в п. 2 настоящего Перечня, осуществляется РДУ на основании соответствующего обращения ДРСК в ОДУ. Филиал ДРСК и РДУ в рамках видов телеметрической информации, предусмотренных п. 2 настоящего Перечня, конкретизируют перечень данных, передаваемых в филиал ДРСК по соответствующим объектам электроэнергетики по согласованной форме.

4. Передача в ДРСК и её филиалы телеметрической информации, указанной в п. 2.1 настоящего Перечня, осуществляется временно – до момента создания ДРСК собственной системы сбора и передачи в филиалы ДРСК соответствующей информации.

5. Передача в ДРСК и её филиалы телеметрической информации в отношении объектов электроэнергетики других собственников осуществляется после предоставления ДРСК в ОДУ письменного согласия собственников соответствующих объектов электроэнергетики на передачу такой телеметрической информации в ДРСК (филиалы ДРСК) в согласованном с ними объеме.

6. ДРСК по согласованию с ОДУ обеспечивает организацию каналов межмашинного обмена между РДУ и филиалами ДРСК в соответствии с выданными РДУ техническими требованиями на присоединение к узлам сети связи Системного оператора.

7. Порядок передачи, указанной в п. 2 настоящего Перечня телеметрической информации определяется по согласованию между ОДУ и ДРСК с учетом положений настоящего Перечня.

От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

М.П.

В.Л. Сунгуров



От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»

М.П.

Ю.А. Андрееenko



ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

**по организации обмена с РДУ информацией необходимой для управления
электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционных зонах РДУ**

1. Общие положения

1.1. Управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционных зонах РДУ осуществляется на основе обмена между ДРСК, подстанциями ДРСК и РДУ следующими видами технологической информации:

- телеинформации о технологических режимах работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (телеизмерений (ТИ) и телесигнализации (ТС), в том числе аварийно-предупредительной сигнализации (АПТС));
- параметров настройки режимной и противоаварийной автоматики;
- информации об аварийных событиях и процессах;
- информации, передаваемой посредством телефонной связи для оперативных переговоров.

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

В общем случае ССПИ могут состоять из следующих систем:

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

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

1.3. В рамках существующей ССПИ (до ее модернизации должны обеспечиваться сбор и передача в РДУ существующего (передаваемого) объема необходимой для РДУ телеинформации указанного в столбцах 3, 5 Таблицы 1.

1.4. В рамках модернизации ССПИ ДРСК необходимо организовать:

1.4.1. Сбор и передачу в РДУ:

- телеинформации в соответствии с требованиями раздела 2.6 настоящих Технических требований и перечнем точек измерения и состава телеинформации

(столбцы 4, 6 Таблицы 1), определяемом РДУ на основании типового состава телеинформации, указанного в разделе 2.1 настоящих Технических требований;

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

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

1.4.2. Цифровые каналы связи в соответствии с требованиями разделов 2.3, 2.7 настоящих Технических требований.

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

1.5. Ретрансляция в РДУ телеинформации, поступающей в ДРСК (филиалы ДРСК) с энергообъектов потребителей электрической энергии, указанных в п. 2.12 настоящего Соглашения, должна осуществляться ДРСК с соблюдением настоящих Технических требований, по существующим каналам связи, без организации новых каналов.

**Перечень точек измерения и состав телеметрической информации, передаваемой
в РДУ с подстанций ДРСК**

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
Операционная зона Амурского РДУ						
ПС 110 кВ Центральная (Приоритет: 1)						
**						
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР-1ТН-110, ЗН-1С-110, ЗН-1ТН-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР-2ТН-110, ЗН-2С-110	
3	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 БТЭЦ № 1	В-Л110 БТЭЦ № 1, ЛР-Л110 БТЭЦ № 1, ШР-Л110 БТЭЦ № 1, ЗН-Л110 БТЭЦ № 1, ЗН2-В110 БТЭЦ № 1, ЗН1-В110 БТЭЦ № 1	
4	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 БТЭЦ № 2	В-Л110 БТЭЦ № 2, ЛР-Л110 БТЭЦ № 2, ШР-Л110 БТЭЦ № 2, ЗН-Л110 БТЭЦ № 2, ЗН2-В110 БТЭЦ № 2	
5	КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 1 с отпайками	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Благовещенская № 1	В-Л110 Благовещенская № 1, ЛР-Л110 Благовещенская № 1, ШР-Л110 Благовещенская № 1, ЗН-Л110 Благовещенская № 1, ЗН2-В110 Благовещенская № 1, ЗН1-В110 Благовещенская № 1	
6	КВЛ 110 кВ Благовещенская – Центральная № 2 с отпайкой на ПС 110 кВ Северная	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Благовещенская № 2	В-Л110 Благовещенская № 2, ЛР-Л110 Благовещенская № 2, ШР-Л110 Благовещенская № 2, ЗН-Л110 Благовещенская № 2, ЗН2-В110 Благовещенская № 2, ЗН1-В110 Благовещенская № 2	
7	ВЛ 110 кВ Центральная – Портовая № 1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Портовая № 1	В-Л110 Портовая № 1, ЛР-Л110 Портовая № 1, ШР-Л110 Портовая № 1, ЗН-Л110 Портовая № 1, ЗН2-В110 Портовая № 1, ЗН1-В110 Портовая № 1	
8	ВЛ 110 кВ Центральная – Портовая № 2	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Портовая № 2	В-Л110 Портовая № 2, ЛР-Л110 Портовая № 2, ШР-Л110 Портовая № 2, ЗН-Л110 Портовая № 2, ЗН2-В110 Портовая № 2, ЗН1-В110 Портовая № 2	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Волково	В-Л110 Волково, ЛР-Л110 Волково, ШР-Л110 Волково, ЗН-Л110 Волково, ЗН2-В110 Волково, ЗН1-В110 Волково	
10	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-1	В-110 Т-1, ШР110-Т1, ЗН1-В110-Т1	
11	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-2	В110 Т-2, ШР110-Т2, ЗН1-В110-Т2	
12	СВ-110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ-110	СВ-110, 1СР-110, 2СР-110, ЗН1-СВ110, ЗН2-СВ110	
13	ВЛ 35 кВ Центральная – Астрахановка	Рсум	Рсум	В-Л35 Астрахановка		ОН
14	фидер 10 кВ № 15	Рсум	Рсум	В10-Ф15		ОН
15	фидер 10 кВ № 21	Рсум	Рсум	В10-Ф21		ОН
16	фидер 10 кВ № 39	Рсум	Рсум	В10-Ф39		ОН
17	фидер 10 кВ № 17	Рсум	Рсум	В10-Ф17		ОН
18	фидер 10 кВ № 25	Рсум	Рсум	В10-Ф25		ОН
19	фидер 10 кВ № 3	Рсум	Рсум	В10-Ф3		ОН
20	фидер 10 кВ № 43	Рсум	Рсум	В10-Ф43		ОН
21	фидер 10 кВ № 5	Рсум	Рсум	В10-Ф5		ОН
22	фидер 10 кВ № 11	Рсум	Рсум	В10-Ф11		ОН
23	фидер 10 кВ № 13	Рсум	Рсум	В10-Ф13		ОН
24	фидер 10 кВ № 23	Рсум	Рсум	В10-Ф23		ОН
25	фидер 10 кВ № 27	Рсум	Рсум	В10-Ф27		ОН
26	фидер 10 кВ № 33	Рсум	Рсум	В10-Ф33		ОН
27	фидер 10 кВ № 37	Рсум	Рсум	В10-Ф37		ОН
28	фидер 10 кВ № 45	Рсум	Рсум	В10-Ф45		ОН
29	фидер 10 кВ № 19	Рсум	Рсум	В10-Ф19		ОН
30	фидер 10 кВ № 47	Рсум	Рсум	В10-Ф47		ОН
31	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Тамбовка (Приоритет: 2)						
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	1СР-110, ШР-1ТН-110, ЗН-1С-110, ЗН-1ТН-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	2СР-110, ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110	
3	ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Волково	В-Л110 Волково, ЛР-Л110 Волково, ШР-Л110 Волково, ЗН-Л110 Волково, ЗН2-В110 Волково, ЗН1-В110 Волково	
4	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Михайловка	В-Л110 Михайловка, ЛР-Л110 Михайловка, ШР-Л110 Михайловка, ЗН-Л110 Михайловка, ЗН2-В110 Михайловка, ЗН1-В110 Михайловка	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Дим	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Дим	В-Л110 Дим, ЛР-Л110 Дим, ШР-Л110 Дим, ЗН-Л110 Дим, ЗН2-В110 Дим, ЗН1-В110 Дим	
6	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Узловая	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Узловая	В-Л110 Узловая, ЛР-Л110 Узловая, ШР-Л110 Узловая, ЗН-Л110 Узловая, ЗН2-В110 Узловая, ЗН1-В110 Узловая	
7	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Раздольное	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Раздольное	В-Л110 Раздольное, ЛР-Л110 Раздольное, ШР-Л110 Раздольное, ЗН-Л110 Раздольное, ЗН2-В110 Раздольное, ЗН1-В110 Раздольное	
8	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т1	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН-В110-Т1	
9	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т2	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН-В110-Т2	
ПС 110 кВ Полевая (Приоритет: 2)						
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F		---	ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110, ЗН-1С-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F		---	ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110, ЗН-2С-110	
3	ВЛ 110 кВ Ивановка – Полевая	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Ивановка	В-Л110 Ивановка, ЛР-Л110 Ивановка, ШР-Л110 Ивановка, ЗН-Л110 Ивановка, ЗН2-В110 Ивановка, ЗН1-В110 Ивановка	
4	ВЛ 110 кВ Озерная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Озерная	В-Л110 Озерная, ЛР-Л110 Озерная, ШР-Л110 Озерная, ЗН-Л110 Озерная, ЗН2-В110 Озерная, ЗН1-В110 Озерная	
5	СВ-110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ-110	СВ-110, 1СР-110, 2СР-110, ЗН1-СВ110, ЗН2-СВ110	
6	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т1	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН1-В110-Т1	
7	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т2	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН1-В110-Т2	
ПС 110 кВ Волково (Приоритет: 1)						
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110, СР-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110, ЗН-2С-110	
3	ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Ивановка	В-Л110 Ивановка, ЛР-Л110 Ивановка, ШР-Л110 Ивановка, ЗН-Л110 Ивановка, ЗН2-В110 Ивановка, ЗН1-В110 Ивановка	
4	ВЛ 110 кВ Центральная – Волково с отпайкой на ПС Владимировка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Центральная	В-Л110 Центральная, ЛР-Л110 Центральная, ШР-Л110 Центральная, ЗН-Л110 Центральная, ЗН2-В110 Центральная, ЗН1-В110 Центральная	
5	ВЛ 110 кВ Волково – Тамбовка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Тамбовка	В-Л110 Тамбовка, ЛР-Л110 Тамбовка,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ШР-Л110 Тамбовка, ЗН-Л110 Тамбовка, ЗН2-В110 Тамбовка, ЗН1-В110 Тамбовка	
6	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т1	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН-В110-Т1	
7	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В110-Т2	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН-В110-Т2	
ПС 110 кВ Ивановка (Приоритет 2)						
1	С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F		---	ШР-ТН-110, ЗН-ТН-110, ЗН-С110	
2	ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Волково	В-Л110 Волково, ЛР-Л110 Волково, ШР-Л110 Волково, ЗН-Л110 Волково, ЗН2-В110 Волково, ЗН1-В110 Волково	
3	ВЛ 110 кВ Ивановка – Полевая	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-Л110 Полевая	В-Л110 Полевая, ЛР-Л110 Полевая, ШР-Л110 Полевая, ЗН-Л110 Полевая, ЗН2-В110 Полевая, ЗН1-В110 Полевая	
4	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib		В110-Т1	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН1-В110-Т1	
5	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib		В110-Т2	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН1-В110-Т2	
ПС 110 кВ Сетевая						
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F		ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110	ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F		ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110	ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110	
3	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками			В-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЛР Л-110 БТЭЦ – Центральная № 1, ШР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН Л-110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН2-В110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН1-В110 БТЭЦ – Центральная № 1	В-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЛР Л-110 БТЭЦ – Центральная № 1, ШР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН Л-110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН2-В110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН1-В110 БТЭЦ – Центральная № 1	
4	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками			В-Л110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЛР Л-110 БТЭЦ – Центральная № 2, ШР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН Л-110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН2-В110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН1-В110 БТЭЦ – Центральная № 2	В-Л110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЛР Л-110 БТЭЦ – Центральная № 2, ШР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН Л-110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН2-В110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН1-В110 БТЭЦ – Центральная № 2	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
				ЗН2-В110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН1-В110 БТЭЦ – Центральная № 2		
5	СВ-110	Ia, Ib, Ic		СВ-110, 1СР-110, 2СР-110, ЗН1-СВ110, ЗН2-СВ110, ЗН-1С-110, ЗН-2С-110	СВ-110, 1СР-110, 2СР-110, ЗН1-СВ110, ЗН2-СВ110, ЗН-1С-110, ЗН-2С-110	
6	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	РТ110-Т1, ЗН110-Т1	РТ110-Т1, ЗН110-Т1	
7	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	РТ110-Т2, ЗН110-Т2	РТ110-Т2, ЗН110-Т2	
8	ВЛ 35 кВ Сетевая – Металлист	Рсум	Рсум	В-Л35 Металлист		ОН
9	ВЛ 35 кВ Сетевая – Зейская	Рсум	Рсум	В-Л35 Зейская		ОН
10	ВЛ 35 кВ Сетевая – ПРП	Рсум	Рсум	В-Л35 ПРП		ОН
11	ВЛ 35 кВ Сетевая – Амур	Рсум	Рсум	В-Л35 Амур		ОН
12	фидер 10 кВ № 11	Рсум	Рсум	В10-Ф11		ОН
13	фидер 10 кВ № 40	Рсум	Рсум	В10-Ф40		ОН
14	фидер 10 кВ № 42	Рсум	Рсум	В10-Ф42		ОН
15	фидер 10 кВ № 14	Рсум	Рсум	В10-Ф14		ОН
16	фидер 10 кВ № 10	Рсум	Рсум	В10-Ф10		ОН
17	фидер 10 кВ № 15	Рсум	Рсум	В10-Ф15		ОН
18	фидер 10 кВ № 16	Рсум	Рсум	В10-Ф16		ОН
19	фидер 10 кВ № 17	Рсум	Рсум	В10-Ф17		ОН
20	фидер 10 кВ № 18	Рсум	Рсум	В10-Ф18		ОН
21	фидер 10 кВ № 19	Рсум	Рсум	В10-Ф19		ОН
22	фидер 10 кВ № 20	Рсум	Рсум	В10-Ф20		ОН
23	фидер 10 кВ № 26	Рсум	Рсум	В10-Ф26		ОН
24	фидер 10 кВ № 29	Рсум	Рсум	В10-Ф29		ОН
25	фидер 10 кВ № 30	Рсум	Рсум	В10-Ф30		ОН
26	фидер 10 кВ № 32	Рсум	Рсум	В10-Ф32		ОН
27	фидер 10 кВ № 34	Рсум	Рсум	В10-Ф34		ОН
28	фидер 10 кВ № 38	Рсум	Рсум	В10-Ф38		ОН
29	фидер 10 кВ № 46	Рсум	Рсум	В10-Ф46		ОН
30	фидер 10 кВ № 51	Рсум	Рсум	В10-Ф51		ОН
31	фидер 10 кВ № 12	Рсум	Рсум	В10-Ф12		ОН
32	фидер 10 кВ № 31	Рсум	Рсум	В10-Ф31		ОН
33	фидер 10 кВ № 44	Рсум	Рсум	В10-Ф44		ОН
34	фидер 10 кВ № 36	Рсум	Рсум	В10-Ф36		ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	1С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca		1СР-110, ЗН-1СР- 110, ЗН2-1С-110, ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110	1СР-110, ЗН-1СР- 110, ЗН2-1С-110, ШР-1ТН-110, ЗН-1ТН-110	
2	2С-110 кВ	Uab, Ubc, Uca		2СР-110, ЗН-2СР- 110, ЗН2-2С-110, ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110	2СР-110, ЗН-2СР- 110, ЗН2-2С-110, ШР-2ТН-110, ЗН-2ТН-110	
3	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 1 с отпайками			ЛР-Л110 БТЭЦ-Центральная № 1, ЗН-Л110 БТЭЦ-Центральная № 1, ЗН1-1С-110	ЛР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН-Л110 БТЭЦ – Центральная № 1, ЗН1-1С-110	
4	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Центральная № 2 с отпайками			ЛР-Л110 БТЭЦ-Центральная № 2, ЗН-Л110 БТЭЦ-Центральная № 2, ЗН1-2С-110	ЛР-Л110 БТЭЦ – Центральная № 2, ЗН-Л110 БТЭЦ – Центральная №2, ЗН1-2С-110	
5	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	В110-Т1, ШР110-Т1 ЗН-В110-Т1	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН-В110-Т1	
6	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН-В110-Т2	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН-В110-Т2	
7	фидер 10 кВ № 4 К	Рсум	Рсум			ОН
8	фидер 10 кВ № 8 К	Рсум	Рсум			ОН
9	фидер 10 кВ № 14 К	Рсум	Рсум			ОН
10	фидер 10 кВ № 16 К	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 10 кВ № 18 К	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 10 кВ № 20 К	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 10 кВ № 22 К	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 10 кВ № 24 К	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 10 кВ № 26 К	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 10 кВ № 28 К	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 10 кВ № 3 К	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 10 кВ № 5 К	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 10 кВ № 9 К	Рсум	Рсум			ОН
20	фидер 10 кВ № 13 К	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 10 кВ № 15 К	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 10 кВ № 17 К	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 10 кВ № 19 К	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 10 кВ № 33 К	Рсум	Рсум			ОН
25	фидер 10 кВ № 39 К	Рсум	Рсум			ОН
26	фидер 10 кВ № 41 К	Рсум	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
27	фидер 10 кВ № 47 К	Рсум	Рсум			ОН
28	фидер 10 кВ № 55 К	Рсум	Рсум			ОН
29	фидер 10 кВ № 57 К	Рсум	Рсум			ОН
30	фидер 10 кВ № 34 К	Рсум	Рсум			ОН
31	фидер 10 кВ № 36 К	Рсум	Рсум			ОН
32	фидер 10 кВ № 40 К	Рсум	Рсум			ОН
33	фидер 10 кВ № 42 К	Рсум	Рсум			ОН
34	фидер 10 кВ № 46 К	Рсум	Рсум			ОН
35	фидер 10 кВ № 48 К	Рсум	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Озёрная (Приоритет: 2)**						
1	1С-110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	1 ЗН-110 1С, 2 ЗН-110 1С	
2	2С-110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	1 ЗН-110 2С, 2 ЗН-110 2С	
3	ВЛ 110 кВ Озёрная – Полевая с отпайкой на ПС Анновка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР-110 Полевая, ЗН Л-110 Полевая	ЛР-110 Полевая, ЗН Л-110 Полевая	
4	ВЛ 110 кВ Хвойная – Озерная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР-110 Хвойная, ЗН Л-110 Хвойная	ЛР-110 Хвойная, ЗН Л-110 Хвойная	
5	СВ-110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ-110	СВ-110, СР-110 1С, СР-110 2С, 1 ЗН СВ-110, 2 ЗН СВ-110	
6	РП-110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	РРП-1, РРП-2	РРП-1, РРП-2, 1 ЗН ТТ-110 РП, 2 ЗН ТТ-110 РП	
7	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-1	В-110 Т-1, ШР-110 Т-1, ЗНВ-110 Т-1	
8	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-2	В-110 Т-2, ШР-110 Т-2, ЗНВ-110 Т-2	
ПС 110 кВ Михайловка (Приоритет 2)**						
1	С-110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР-110 ТН-110, ЗН ТН-110	
2	ВЛ 110 кВ Тамбовка – Михайловка	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-110 Тамбовка	В-110 Тамбовка, ЛР-110 Тамбовка, ШР-Л110 Тамбовка, ЗН Л-110 Тамбовка, ЗН В-110 Тамбовка	
3	ВЛ 110 кВ Райчихинская ГРЭС – Михайловка	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-110 Райчихинская ГРЭС	В-110 Райчихинская ГРЭС, ЛР-110 Райчихинская ГРЭС, ШР-Л110 Райчихинская ГРЭС, ЗН Л-110 Райчихинская ГРЭС, 1ЗН В-110 Райчихинская ГРЭС, 2 ЗН В-110 Райчихинская ГРЭС	
4	ВЛ 110 кВ Михайловка – Поярково	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В-110 Поярково	В-110 Поярково, ЛР-110 Поярково, ШР-Л110 Поярково, ЗН Л-110 Поярково,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					1 ЗН В-110 Поярково, 2 ЗН В-110 Поярково	
5	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-1	В-110 Т-1, ШР-110 Т-1, ЗН В-110 Т-1	
6	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В-110 Т-2	В-110 Т-2, ШР-110 Т-2, ЗН В-110 Т-2	
7	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Хатыми (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Чульманская ТЭЦ	ЛР 110 Чульманская ТЭЦ, ЗНЛ ЛР 110 Чульманская ТЭЦ	
2	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Хатыми	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Малый Нимныр	ЛР 110 Малый Нимныр, ЗНЛ ЛР 110 Малый Нимныр	
3	1Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib		В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗНШ ШР 110 Т-1	
ПС 110 кВ Малый Нимныр (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Хатыми – Малый Нимныр	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Хатыми	В 110 Хатыми	
2	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1	
ПС 110 кВ Большой Нимныр (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Большой Нимныр	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Малый Нимныр, ЗНЛ ЛР 110 Малый Нимныр	ЛР 110 Малый Нимныр, ЗНЛ ЛР 110 Малый Нимныр	
2	ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Юхта, ЗНЛ ЛР 110 Юхта	ЛР 110 Юхта, ЗНЛ ЛР 110 Юхта	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	В 110 Т-1	В 110 Т-1	
ПС 110 кВ Юхта (Приоритет: 3)*						
2	ВЛ 110 кВ Лебединый – Юхта	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Лебединый	ЛР 110 Лебединый, ЗНЛ ЛР 110 Лебединый	
3	ВЛ 110 кВ Большой Нимныр – Юхта	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Большой Нимныр	ЛР 110 Большой Нимныр, ЗНЛ ЛР 110 Большой Нимныр	
4	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1	
ПС 110 кВ Лебединый (ПС-2) (Приоритет: 2)*						
1	1С 110 кВ – 2С 110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	РТН 110, ЗНШ РТН 110, ЗНТ РТН 110, ЗН ШРС-1 110, ЗН ШРС-2 110	
2	ВЛ 110 кВ Лебединый – Юхта	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Юхта	В 110 Юхта, ЛР 110 Юхта, ШР 110 Юхта, ЗНЛ ЛР 110 Юхта, ЗНВ ЛР 110 Юхта, ЗН ШР 110 Юхта	
3	ВЛ 110 кВ Нижний Куранах – Лебединый с отпайками	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Нижний Куранах	В 110 Нижний Куранах, ЛР 110 Нижний Куранах,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ШР 110 Нижний Куранах, ЗНЛ ЛР 110 Нижний Куранах, ЗНВ ЛР 110 Нижний Куранах, ЗН ШР 110 Нижний Куранах	
4	ВЛ 110 кВ Лебединый – Алдан	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Алдан	В 110 Алдан, ЛР 110 Алдан, ШР 110 Алдан, ЗНЛ ЛР 110 Алдан, ЗНВ ЛР 110 Алдан, ЗН ШР 110 Алдан	
5	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1	
6	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2	
7	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Чигири (приоритет 3)*						
1	1С-110 кВ			1СР-110, ЗН-1СР-110	1СР-110, ЗН-1СР-110	
2	2С-110 кВ			2СР-110, ЗН-2СР-110	2СР-110, ЗН-2СР-110	
3	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	Ia, Ib, Ic	Рсум	ЛР-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №1, ЗН-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №1, ЗН-1С-110	ЛР-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №1, ЗН-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №1, ЗН-1С-110	
4	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 2 с отпайкой на ПС Чигири	Ia, Ib, Ic	Рсум	ЛР-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №2, ЗН-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №2, ЗН-2С-110	ЛР-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №2, ЗН-Л110 БТЭЦ-Благовещенская №2, ЗН-2С-110	
5	Т-1 ввод 110 кВ			В110 Т-1, ШР110 Т-1, ЗН-В110-Т-1	В110 Т-1, ШР110 Т-1, ЗН-В110-Т-1	
6	Т-2 ввод 110 кВ			В110 Т-2, ШР110 Т-2, ЗН-В110-Т-2	В110 Т-2, ШР110 Т-2, ЗН-В110-Т-2	
ПС 110 кВ Кооперативная (приоритет 3)*						
1	1С-110 кВ			---	1СР-110, ЗН-1С-110, ЗН-1СР-110	
2	2С-110 кВ			---	2СР-110, ЗН-2СР-110, ЗН-2С-110	
3	ВЛ 110 кВ Благовещенская ТЭЦ – Благовещенская № 1 с отпайками	---	Рсум	---	ЛР-Л110 БТЭЦ - Благовещенская №1, ЗН-Л110 БТЭЦ- Благовещенская №1	
4	Т-1 ввод 110 кВ			---	В110-Т1, ШР110-Т1, ЗН-В110-Т1,	
5	Т-2 ввод 110 кВ			---	В110-Т2, ШР110-Т2, ЗН-В110-Т2	
ПС 110 кВ Денисовская (приоритет 3)						
1	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками	---	Рсум	---	ЗНЛ-114, РЛ-114, ЗНВ-114, В-114, РШ-114, ЗНШ-114, ШРС-2,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
	(Л-114 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ)				ЗН-1с, ЗН-2с, СМВ-110	
2	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-115 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ)	---	Рсум	---	ЗНЛ-115, РЛ-115	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	---	---	ЗНВ-110-1Т, В-110-1Т	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	---	---	РШ-110-2Т, ЗН-110-2Т	
ПС 110 кВ Дежнёвская (приоритет 3)						
1	1с			СВ-110	СВ-110, РШ-107, 1ЗНШ-1с, 3НШ-107, ШРС-1, 2ЗНШ-1с, ЗНВ-1	
2	2с			---	РШ-108, 1ЗНШ-2с, 3НШ-108, ШРС-2, 2ЗНШ-2с, ЗНВ-2	
3	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-114 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ)	---	Рсум	В-108	В-108, РЛ-108, ЗНЛ-108, ЗНВ-108	
4	ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ с отпайками (Л-115 Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ)	---	Рсум	В-107	В-107, РЛ-107, ЗНЛ-107, ЗНВ-107	
5	Т-1 ввод 110 кВ			---	Р-110-1Т, ЗН-110-1Т	
6	Т-2 ввод 110 кВ			---	Р-110-2Т, ЗН-110-2Т	
7	РП			---	РП-1, ЗНП-107, ЗНП-1, РП-2, ЗНП-2, ЗНП-108	
Операционная зона Приморского РДУ						
ПС 220 кВ Чугуевка (Приоритет: 3)						
1	РСШ 220 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 220 ТН РСШ, ЗН ШР 220 ТН РСШ в ст. ТН, ЗН ШР 220 ТН РСШ в ст. РСШ	
2	ОСШ 220 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ОР 220 ТН ОСШ, ЗН ОР 220 ТН ОСШ в ст. ТН	
3	ВЛ 220 кВ Чугуевка-2 – Чугуевка	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 220 Чугуевка-2	В 220 Чугуевка-2, ЛР 220 Чугуевка-2, ШР 220 Чугуевка-2, ОР 220 Чугуевка-2, ЗН ЛР Чугуевка-2 в ст. ВЛ, ЗН ШР 220 Чугуевка-2 в ст. В, ЗН ЛР 220 Чугуевка-2 в ст. В, ЗН ОР 220 Чугуевка-2 в ст. ВЛ	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	АТ-1 ввод 220 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ib, РПН	В 220 АТ-1	В 220 АТ-1, ТР 220 АТ-1, ШР 220 АТ-1, ОР 220 АТ-1, ЗН ШР 220 АТ-1 в ст. В, ЗН ТР 220 АТ-1 в ст. В, ЗН ТР 220 АТ-1 в ст. АТ-1, ЗН ОР 220 АТ-1 в ст. АТ-1	
5	1С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. ТН	
6	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. ТН	
7	ВЛ 110 кВ Молодежная – Чугуевка	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ib, Ia, Ic	В 110 Молодежная	В 110 Молодежная, ЛР 110 Молодежная, ШР 110 Молодежная, ЗН ЛР 110 Молодежная в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Молодежная в ст. В, ЗН ШР 110 Молодежная в ст. В	
8	АТ-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ib	В 110 АТ-1	В 110 АТ-1, ТР 110 АТ-1, ШР 110 АТ-1, ЗН ШР 110 АТ-1 в ст. В, ЗН ТР 110 АТ-1 в ст. В, ЗН ТР 110 АТ-1 в ст. АТ-1	
9	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ib, Ia, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст. В, ЗН СР 110 2С в ст. В	
10	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст. Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст. В, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
11	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст. Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст. В, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
12	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ 1Р (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст. В, ЗН СР 110 1С в ст. 1С, ЗН СР 110 2С в ст. В, ЗН СР 110 2С в ст. 2С	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст. В, ЗН СР 110 1С в ст. 1С, ЗН СР 110 2С в ст. В, ЗН СР 110 2С в ст. 2С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 1Р	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ, ЗН ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ в ст. 1С	ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ, ЗН ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 КЛ Восточная ТЭЦ в ст. 1С	
5	ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 ВЛ Мингородок, ЗН ЛР 110 ВЛ Мингородок в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 ВЛ Мингородок в ст. 2С	ЛР 110 ВЛ Мингородок, ЗН ЛР 110 ВЛ Мингородок в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 ВЛ Мингородок в ст. 2С	
6	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
7	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
8	фидер 6 кВ № 4	Рсум	Рсум			ОН
9	фидер 6 кВ № 6	Рсум	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 8	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 9	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 10	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 12	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 16	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 18	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 22	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 26	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 28	Рсум	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 42	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 43	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 48	Рсум	Рсум			ОН
23	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ 2Р (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 1С	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 2С	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ 2Р – Бурун	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Бурун, ЛР 110 Бурун, ШР 110 Бурун	В 110 Бурун, ЛР 110 Бурун, ШР 110 Бурун, ЗН ЛР 110 Бурун в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Бурун в ст В, ЗН ШР 110 Бурун в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Стройиндустрия – 2Р	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 СИ, ЛР 110 СИ, ШР 110 СИ	В 110 СИ, ЛР 110 СИ, ШР 110 СИ, ЗН ЛР 110 СИ в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 СИ в ст В, ЗН ШР 110 СИ в ст В	
7	КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – 2Р	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Восточная ТЭЦ, ЛР 110 Восточная ТЭЦ, ШР 110 Восточная ТЭЦ	В 110 Восточная ТЭЦ, ЛР 110 Восточная ТЭЦ, ШР 110 Восточная ТЭЦ, ЗН ЛР 110 Восточная ТЭЦ в ст КЛ, ЗН ЛР 110 Восточная ТЭЦ в ст В, ЗН ШР 110 Восточная ТЭЦ в ст В	
8	КВЛ 110 кВ 2Р – Амурская с отпайкой на ПС 1Р/т	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Амурская, ЛР 110 Амурская, ШР 110 Амурская	В 110 Амурская, ЛР 110 Амурская, ШР 110 Амурская, ЗН ЛР 110 Амурская в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Амурская в ст В, ЗН ШР 110 Амурская в ст В	
9	ВЛ 110 кВ Волна – 2Р	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Волна, ЛР 110 Волна, ШР 110 Волна	В 110 Волна, ЛР 110 Волна, ШР 110 Волна, ЗН ЛР 110 Волна в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Волна в ст В, ЗН ШР 110 Волна в ст В	
10	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст. В	
11	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 6	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 9	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 3	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
25	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 103	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 104	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 105	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 106	---	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 107	---	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 204	---	Рсум			ОН
35	фидер 6 кВ № 202	---	Рсум			ОН
36	фидер 6 кВ № 203	---	Рсум			ОН
37	фидер 6 кВ № 205	---	Рсум			ОН
38	фидер 6 кВ № 206	---	Рсум			ОН
39	фидер 6 кВ № 207	---	Рсум			ОН
40	фидер 6 кВ № 208	---	Рсум			ОН
41	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			ОН
ПС 110 кВ А (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	В 110 Зелёный угол №1, ЛР 110 Зелёный угол №1, ШР 110 Зелёный угол №1, ЗН ЛР 110 Зелёный угол №1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Зелёный угол №1 в ст В,	В 110 Зелёный угол №1, ЛР 110 Зелёный угол №1, ШР 110 Зелёный угол №1, ЗН ЛР 110 Зелёный угол №1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Зелёный угол №1 в ст В, ЗН ШР 110 Зелёный угол №1 в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
				ЗН ШР 110 Зеленый угол №1 в ст. В		
6	КВЛ 110 кВ Зелёный угол – А №2	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	В 110 Зеленый угол №2, ЛР 110 Зеленый угол №2, ШР 110 Зеленый угол №2, ЗН ЛР 110 Зеленый угол №2 в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Зеленый угол №2 в ст В, ЗН ШР 110 Зеленый угол №2 в ст. В	В 110 Зеленый угол №2, ЛР 110 Зеленый угол №2, ШР 110 Зеленый угол №2, ЗН ЛР 110 Зеленый угол №2 в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Зеленый угол №2 в ст В, ЗН ШР 110 Зеленый угол №2 в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	В 110 ВТЭЦ-2 №1, ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1, ШР 110 ВТЭЦ-2 №1, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст В, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст В	В 110 ВТЭЦ-2 №1, ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1, ШР 110 ВТЭЦ-2 №1, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст В, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 №1 в ст В	
8	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – А №2	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	В 110 ВТЭЦ-2 №2, ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2, ШР 110 ВТЭЦ-2 №2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст В, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст В	В 110 ВТЭЦ-2 №2, ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2, ШР 110 ВТЭЦ-2 №2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст В, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 №2 в ст В	
9	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
10	фидер 6 кВ № 1	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 2	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 3	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 4	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 5	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 6	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 7	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 8	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 9	Рсум	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
20	фидер 6 кВ № 10	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 11	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 12	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 13	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 14	Рсум	Рсум			ОН
25	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Агрокомплекс						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст 1С	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст 1С	
4	ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – Павловка-2	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Павл-2, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст 2С	ЛР 110 Павл-2, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст 2С	
5	ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – ЖБИ-130	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 ЖБИ-130, ЗН ЛР 110 ЖБИ-130 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ЖБИ-130 в ст 1С	ЛР 110 ЖБИ-130, ЗН ЛР 110 ЖБИ-130 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ЖБИ-130 в ст 1С	
6	Ремонтная перемычка 110 кВ			Рпер 110 Т-2, Рпер 110 Т-1, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Т-1	Рпер 110 Т-2, Рпер 110 Т-1, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Т-1	
7	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
8	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
9	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 35 кВ ВЛ 35 кВ Агрокомплекс – Дубки с отпайкой на ПС Ленинское №1	Рсум	Рсум			ОН
11	ВЛ 35 кВ Агрокомплекс – Дубки с отпайкой на ПС Ленинское №2	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 7	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 8	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 9	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 10	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 11	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 12	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 21	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 25	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 26	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 27	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 28	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 29	---	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 30	---	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 31	---	Рсум			ОН
35	фидер 6 кВ № 32	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Амурская (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
4	КВЛ 110 кВ 2Р – Амурская с отпайкой на ПС 1Р/т	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 2Р, ЗН ЛР 110 2Р в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 2Р в ст 2С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Амурская – Залив	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Залив, ЗН ЛР 110 Залив в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Залив в ст 1С	
6	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
7	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Арсеньев-1						
1	ВЛ 110 кВ Арсеньев-1 – Прогресс	Рсум	Рсум			ОН
2	ВЛ 35 кВ Арсеньев-1 – Анучино	Рсум	Рсум			ОН
3	ВЛ 35 кВ Арсеньев-1 – Аскольд	Рсум	Рсум			ОН
4	ВЛ 35 кВ Арсеньев-1 – Город	Рсум	Рсум			ОН
5	ВЛ 35 кВ Арсеньев-1 – Гражданка	Рсум	Рсум			ОН
6	ВЛ 35 кВ Арсеньев-1 – Молодежная	Рсум	Рсум			ОН
7	фидер 6 кВ № 1	Рсум	Рсум			ОН
8	фидер 6 кВ № 3	Рсум	Рсум			ОН
9	фидер 6 кВ № 5	Рсум	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 9	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 11	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 13	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 15	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 17	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 21	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 23	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 27	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 29	Рсум	Рсум			ОН
19	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Береговая-1 (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Береговая-2 – Береговая-1	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Береговая-2	В 110 Береговая-2, ЛР 110 Береговая-2, ШР 110 Береговая-2, ЗН ЛР 110 ВЛ Береговая-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Береговая-2 в ст В, ЗН ШР 110 Береговая-2 в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Промысловка – Береговая-1	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Промысловка	В 110 Промысловка, ЛР 110 Промысловка, ШР 110 Промысловка, ЗН ЛР 110 Промысловка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Промысловка в ст В, ЗН ШР 110 Промысловка в ст В	
7	ВЛ 110 кВ Смоляниново/т – Береговая-1	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Смоляниново/т	В 110 Смоляниново/т, ЛР 110 Смоляниново/т, ШР 110 Смоляниново/т, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст В, ЗН ШР 110 Смоляниново/т в ст В	
8	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
10	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
24	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 21	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 30	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 32	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 34	---	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 35	---	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 36	---	Рсум			ОН
35	фидер 6 кВ № 37	---	Рсум			ОН
36	фидер 6 кВ № 38	---	Рсум			ОН
37	фидер 6 кВ № 39	---	Рсум			ОН
38	фидер 6 кВ № 40	---	Рсум			ОН
39	фидер 6 кВ № 41	---	Рсум			ОН
40	фидер 6 кВ № 42	---	Рсум			ОН
41	фидер 6 кВ № 44	---	Рсум			ОН
42	фидер 6 кВ № 45	---	Рсум			ОН
43	фидер 6 кВ № 46	---	Рсум			ОН
44	фидер 6 кВ № 47	---	Рсум			ОН
45	фидер 6 кВ № 48	---	Рсум			ОН
46	фидер 6 кВ № 49	---	Рсум			ОН
47	фидер 6 кВ № 50	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Бурная (Приоритет 3)						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В	
5	КЛ 110 кВ Залив – Бурная I цепь	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Залив I цепь, ШР 110 Залив I цепь, ЗН ЛР 110 Залив I цепь в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 Залив I цепь в	В 110 Залив I цепь, ШР 110 Залив I цепь, ЗН ЛР 110 Залив I цепь в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 Залив I цепь в ст В, ЗН ШР 110 Залив I цепь в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
				ст В, ЗН ШР 110 Залив I цепь в ст В		
6	КЛ 110 кВ Залив – Бурная II цепь	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Залив II цепь, ШР 110 Залив II цепь, ЗН ЛР 110 Залив II цепь в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 Залив II цепь в ст В, ЗН ШР 110 Залив II цепь в ст В	В 110 Залив II цепь, ШР 110 Залив II цепь, ЗН ЛР 110 Залив II цепь в ст. КЛ, ЗН ЛР 110 Залив II цепь в ст В, ЗН ШР 110 Залив II цепь в ст В	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	КЛ-35 Эгершельд-1	---	Рсум			ОН
9	КЛ-35 Эгершельд-2	---	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 103	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 105	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 106	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 107	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 108	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 109	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 110	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 111	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 201	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 204	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 205	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 206	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 207	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 209	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 211	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 303	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 305	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ №306	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 307	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 309	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 310	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 311	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 312	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
33	фидер 6 кВ № 401	---	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 402	---	Рсум			ОН
35	фидер 6 кВ № 404	---	Рсум			ОН
36	фидер 6 кВ № 405	---	Рсум			ОН
37	фидер 6 кВ № 406	---	Рсум			ОН
38	фидер 6 кВ № 407	---	Рсум			ОН
39	фидер 6 кВ № 408	---	Рсум			ОН
40	фидер 6 кВ № 409	---	Рсум			ОН
41	фидер 6 кВ № 411	---	Рсум			ОН
42	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Бурун (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ 2Р – Бурун	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 2Р, ЛР 110 2Р, ШР 110 2Р, ЗН ЛР 110 2Р в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 2Р в ст В, ЗН ШР 110 2Р в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Волна – Бурун с отпайкой на ПС Котельная 2Р	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Волна, ЛР 110 ВЛ Волна, ШР 110 ВЛ Волна, ЗН ЛР 110 Волна в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Волна в ст В, ЗН ШР 110 Волна в ст В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Вадимовка (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С ст В, ЗН СР 110 2С ст 2С, ЗН СР 110 2С ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	
5	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С	
6	ВЛ 110 кВ Вадимовка – Мучная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Мучная, ЗН ЛР 110 Мучная ст ВЛ	
7	ВЛ 110 кВ Петровичи – Вадимовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Петровичи, ЗН ЛР 110 Петровичи ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Петровичи ст 1С	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Волчанец (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-1, ЛР-1 110 Находка, ЗН ЛР-1 110 Находка в ст ВЛ, ЗН ЛР-1 110 Находка в ст ОД	
2	Т-2 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-2, ЛР-2 110 Находка, ЗН ЛР-2 110 Находка в ст ВЛ, ЗН ЛР-2 110 Находка в ст ОД	
3	ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---		
ПС 110 кВ ВТЭЦ-1 (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С	
2	2С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С	
3	Т-1 ввод 110 кВ		Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ		Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	КВЛ 110 кВ Волна – ВТЭЦ-1 с отпайкой на ПС 1Р/Т	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В110 Волна	В110 Волна, ЛР 110 Волна, ШР 110 Волна, ЗН ЛР 110 Волна в ст КВЛ, ЗН ШР 110 Волна в ст 1С, ЗН ШР 110 Волна в ст В	
6	КВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Орлиная	В 110 Орлиная, ЛР 110 Орлиная, ШР 110 Орлиная, ЗН ЛР 110 Орлиная в ст КВЛ, ЗН ШР 110 Орлиная в ст 2С, ЗН ШР 110 Орлиная в ст В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст 1С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Голдобин (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками (на ПС Загородная и ПС Улисс)	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 ВТЭЦ-2, ЛР 110 ВТЭЦ-2, ШР 110 ВТЭЦ-2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст В, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС Улисс	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Патрокл, ЛР 110 Патрокл, ШР 110 Патрокл, ЗН ЛР 110 Патрокл в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Патрокл в ст В, ЗН ШР 110 Патрокл в ст В	
7	КЛ 110 кВ Голдобин – Чуркин 1 цепь	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Чуркин-1, ЛР 110 Чуркин-1, ШР 110 Чуркин-1, ЗН ЛР 110 Чуркин-1 в ст КЛ, ЗН ЛР 110 Чуркин-1 в ст В, ЗН ШР 110 Чуркин-1 в ст В	
8	КЛ 110 кВ Голдобин – Чуркин 2 цепь	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Чуркин-2, ЛР 110 Чуркин-2, ШР 110 Чуркин-2, ЗН ЛР 110 Чуркин-2 в ст КЛ, ЗН ЛР 110 Чуркин-2 в ст В, ЗН ШР 110 Чуркин-2 в ст В	
9	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
10	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Голубинка (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
5	КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Орлиная, ЗН ЛР 110 Орлиная в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Орлиная в ст 1С	
6	КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Залив с отпайкой на ПС Голубинка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Залив, ЗН ЛР 110 Залив в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Залив в ст 2С	
7	Секционная перемычка 110 кВ			---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст СР, ЗН СР 110 1С в ст СР, ЗН СР 110 1С в ст 1С	
8	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Голубовка (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Восточная/т – Голубовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Восточная/т, ЛР 110 Восточная/т, ШР 110 Восточная/т, ЗН ЛР 110 Восточная/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Восточная/т в ст В, ЗН ШР 110 Восточная/т в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Широкая – Голубовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Широкая, ЛР 110 Широкая, ШР 110 Широкая, ЗН ЛР 110 Широкая в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Широкая в ст В, ЗН ШР 110 Широкая в ст В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Горностай (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
5	КВЛ 110 кВ Горностай – Океан	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Океан, ШР 110 Океан, ЗН ЛР 110 Океан в ст КВЛ, ЗН ШР 110 Океан в ст 2С, ЗН ШР 110 Океан в ст КВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Зелёный угол – Горностай	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 ЗУ, ШР 110 ЗУ, ЗН ЛР 110 ЗУ в ст ВЛ, ЗН ШР 110 ЗУ в ст 1С, ЗН ШР 110 ЗУ в ст ВЛ	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 ЗУ, Рпер 110 Океан, ЗН Рпер 110 ЗУ в ст Рпер, ЗН Рпер 110 Океан в ст Рпер	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Гранит (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
2	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
3	ВЛ 110 кВ 3 – Гранит	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 3, ЗН ЛР 110 3 ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 3 ст. 1С	
4	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Новоникольск – Гранит – Промышленная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 ст. ВЛ	
5	Секционная перемычка 110 кВ			---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст СР, ЗН СР 110 2С в ст СР	
6	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Давыдовка (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Западная, ЛР 110 Западная, ШР 110 Западная, ЗН ЛР 110 Западная в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Западная в ст В, ЗН ШР 110 Западная в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Пушкинская, ЛР 110 Пушкинская, ШР 110 Пушкинская, ЗН ЛР 110 Пушкинская в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Пушкинская в ст В, ЗН ШР 110 Пушкинская в ст В	
7	ВЛ 110 кВ Давыдовка – Барабаш – Славянка №1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Славянка-1, ЛР 110 Славянка-1, ШР 110 Славянка-1, ЗН ЛР 110 Славянка-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Славянка-1 в ст В, ЗН ШР 110 Славянка-1 в ст В	
8	ВЛ 110 кВ Давыдовка – Барабаш – Славянка № 2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Славянка-2, ЛР 110 Славянка-2, ШР 110 Славянка-2, ЗН ЛР 110 Славянка-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Славянка-2 в ст В, ЗН ШР 110 Славянка-2 в ст В	
9	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
10	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Дмитриевка (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ		Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
2	Т-2 ввод 110 кВ		Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2	
3	ВЛ 110 кВ Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спасск в ст 2С	
4	ВЛ 110 кВ Ярославка – Ключи с отпайкой на ПС Дмитриевка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Ключи, ЗН ЛР 110 Ключи в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Ключи ст 1С	
5	Секционная перемычка 110 кВ			---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С ст 1С, ЗН СР 110 1С ст 2С, ЗН СР 110 2С ст 2С	
6	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Екатериновка (Приоритет:2)						

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Партизанская ГРЭС – Екатериновка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic Uab, Ubc, Uca, F	---	В 110 ПаГРЭС, ЛР 110 ПаГРЭС, ШР 110 ПаГРЭС, ЗН ЛР 110 ПаГРЭС в ст ВЛ, ЗН ШР 110 ПаГРЭС в ст 1С, ЗН ЛР 110 ПаГРЭС в ст В, ЗН ШР 110 ПаГРЭС в ст В	
2	ВЛ 110 кВ Екатериновка – Угольная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic Uab, Ubc, Uca, F	---	В 110 Угольная, ЛР 110 Угольная, ШР 110 Угольная, ЗН ЛР 110 Угольная в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Угольная в ст 2С, ЗН ЛР 110 Угольная в ст В, ЗН ШР 110 Угольная в ст В	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ТР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В	
6	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 ПаГРЭС, Рпер 110 Угольная, ЗН Рпер 110 ПаГРЭС в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Угольная в ст ТТ	
7	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ ЖБИ-130 (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В-110 Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В-110 Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – ЖБИ-130	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Агрокомплекс, ЗН ЛР 110 Агрокомплекс в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Агрокомплекс в ст 1С	
6	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Михайловка – ЖБИ-130	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР-110 Уссурийск-2 в ст 2С	
7	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 Агрокомплекс, Рпер 110 Уссурийск-2, ЗН Рпер 110 Агрокомплекс в ст ВЛ, ЗН Рпер 110 Агрокомплекс в ст Рпер Уссурийск-2, ЗН Рпер 110 Уссурийск-2 в ст Рпер Агрокомплекс	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ-110, СР-110 2С, СР-110 1С, ЗН СР-110 1С в ст В, ЗН СР-110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ 3 (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ЗН ОД 110 Т-2 в ст. Т-2	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ЗН ОД 110 Т-2 в ст. Т-2	
5	ВЛ 110 кВ 3 – Гранит	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Гранит, ЗН ЛР 110 Гранит в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Гранит в ст. 2С	
6	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Студгородок – 3 – Промышленная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст. 1С	
7	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Р пер. 110 Уссурийск-1, Р пер. 110 Гранит, ЗН Р пер. 110 Уссурийск-1 в ст. ТТ, ЗН Р пер. 110 Гранит ст. ТТ	
8	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст. В, ЗН СР 110 2С в ст. В, ЗН СР 110 1С в ст. 1С, ЗН СР 110 2С в ст. 2С	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Загородная (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками (на ПС Загородная и ПС Улисс)	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Голдобин, ЛР 110 Голдобин, ШР 110 Голдобин, ЗН ЛР 110 Голдобин в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Голдобин в ст В, ЗН ШР 110 Голдобин в ст В	
2	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Патрокл, ЛР 110 Патрокл, ШР 110 Патрокл, ЗН ЛР 110 Патрокл в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Патрокл в ст В, ЗН ШР 110 Патрокл в ст В	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
6	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Залив (Приоритет: 3)**						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	В 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Залив с отпайкой на ПС Голубинка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 ВТЭЦ-2, ЛР 110 ВТЭЦ-2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст КВЛ	В 110 ВТЭЦ-2, ЛР 110 ВТЭЦ-2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст КВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Амурская – Залив	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Амурская, ЛР 110 Амурская, ЗН ЛР 110 Амурская в ст ВЛ	В 110 Амурская, ЛР 110 Амурская, ЗН ЛР 110 Амурская в ст ВЛ	
7	КЛ 110 кВ Залив – Бурная I цепь	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Бурная I цепь, ЛР 110 Бурная I цепь, ЗН ЛР 110 Бурная I цепь в ст КЛ	В 110 Бурная I цепь, ЛР 110 Бурная I цепь, ЗН ЛР 110 Бурная I цепь в ст КЛ	
8	КЛ 110 кВ Залив – Бурная II цепь	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Бурная II цепь, ЛР 110 Бурная II цепь, ЗН ЛР 110 Бурная II цепь в ст. КЛ	В 110 Бурная II цепь, ЛР 110 Бурная II цепь, ЗН ЛР 110 Бурная II цепь в ст. КЛ	
9	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
10	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 3	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 6	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
18	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 32	---	Рсум			
22	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
<div style="text-align: right;">**</div> ПС 110 кВ Западная (Приоритет: 1)						
1	1СШ 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст ТН	
2	2СШ 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР-1 110 Т-1, ШР-2 110 Т-1, ЗН ШР-1 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР-1 110 Т-2, ШР-2 110 Т-2, ЗН ШР-1 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №1	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Штыково-1	В 110 Штыково-1, ЛР 110 Штыково-1, ШР-1 110 Штыково-1, ШР-2 110 Штыково-1, ОР 110 Штыково-1, ЗН ЛР 110 Штыково-1 в ст ВЛ, ЗН ШР-1 110 Штыково-1 в ст В, ЗН ЛР 110 Штыково-1 в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково №2	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Штыково-2	В 110 Штыково-2, ЛР 110 Штыково-2, ШР-1 110 Штыково-2, ШР-2 110 Штыково-2, ОР 110 Штыково-2, ЗН ЛР 110 Штыково-2 в ст ВЛ, ЗН ШР-1 110 Штыково-2 в ст В, ЗН ЛР 110 Штыково-2 в ст В, ЗН Робх 110 Штыково-2 в ст ОСШ	
7	ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Надеждинская/т	В 110 Надеждинская/т, ЛР 110 Надеждинская/т, ШР-1 110 Надеждинская/т, ШР-2 110 Надеждинская/т, ОР 110 Надеждинская/т, ЗН ЛР 110 Надеждинская/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Надеждинская/т в ст В, ЗН ШР-1 110 Надеждинская/т в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Шахта-7	В 110 Шахта-7, ЛР 110 Шахта-7, ШР-1 110 Шахта-7, ШР-2 110 Шахта-7, ОР 110 Шахта-7, ЗН ЛР 110 Шахта-7 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Шахта-7 в ст В, ЗН ШР-1 110 Шахта-7 в ст В	
9	ВЛ 110 кВ Западная – Давыдовка	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Давыдовка	В 110 Давыдовка, ЛР 110 Давыдовка, ШР-1 110 Давыдовка, ШР-2 110 Давыдовка, ОР 110 Давыдовка, ЗН ЛР 110 Давыдовка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Давыдовка в ст В, ЗН ШР-1 110 Давыдовка в ст В	
10	ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Раздольное-1	В 110 Раздольное-1, ЛР 110 Раздольное-1, ШР-1 110 Раздольное-1, ШР-2 110 Раздольное-1, ОР 110 Раздольное-1, ЗН ЛР 110 Раздольное-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Раздольное-1 в ст В, ЗН ШР-1 110 Раздольное-1 в ст В	
11	ВЛ 110 кВ Западная – Казармы с отпайкой ПС Де-Фриз I цепь	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Казармы-1	В 110 Казармы-1, ЛР 110 Казармы-1, ШР-1 110 Казармы-1, ШР-2 110 Казармы-1, ОР 110 Казармы-1, ЗН ЛР 110 Казармы-1 в ст ВЛ, ЗН ОР 110 Казармы-1 в ст ВЛ, ЗН ШР-1 110 Казармы-1 в ст В, ЗН ШР-2 110 Казармы-1 в ст В	
12	КВЛ 110 кВ Западная – Казармы с отпайкой ПС Де-Фриз II цепь	Рсум, Qсум, Ib, F	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Казармы-2	В 110 Казармы-2, ЛР 110 Казармы-2, ШР-1 110 Казармы-2, ШР-2 110 Казармы-2, ОР 110 Казармы-2, ЗН ОР 110 Казармы-2 в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Казармы-2 в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Казармы-2 в ст В, ЗН ШР-2 110 Казармы-2 в ст В, ЗН ШР-1 110 Казармы-2 в ст В	
13	ШСВ 110	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, ШР-1 110 ШСВ, ШР-2 110 ШСВ, ЗН ШР-1 110 ШСВ в ст В, ЗН ШР-2 110 ШСВ в ст В	
14	ОВ 110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОВ 110	ОВ 110, ШР-1 110 ОВ, ШР-2 110 ОВ, ОР 110 ОВ	
15	ВЛ 35 кВ Западная – Артемовская	Рсум, Qсум, Ib	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
16	ВЛ 35 кВ Западная – Заводская № 1	Рсум, Qсум, Ib	Рсум			ОН
17	ВЛ 35 кВ Западная – Заводская № 2	Рсум, Qсум, Ib	Рсум			ОН
18	ВЛ 35 кВ Западная – Надеждинская	Рсум, Qсум, Ib	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 28	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 30	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 32	---	Рсум			ОН
33	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Кипарисово (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-1, ЗН ОД 110 Т-1 в ст Т-1	
2	ВЛ 110 кВ Западная – Кипарисово – Раздольное-1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Западная, ЗН ЛР 110 Западная в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Западная в ст ОД	
ПС 110 кВ Ключи						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С,	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст В,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
				ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
6	Ремонтная перемычка 110 кВ			Рпер 110 Т-1, Рпер 110 Т-2, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Т-2	Рпер 110 Т-1, Рпер 110 Т-2, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Т-2	
7	ВЛ 110 кВ Ярославка – Ключи с отпайкой на ПС Дмитриевка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Ярославка, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст 1С	ЛР 110 Ярославка, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст 1С	
8	ВЛ 110 кВ Спасск – Ключи	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спасск в ст 2С	ЛР 110 Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спасск в ст 2С	
9	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
10	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 9	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 21	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 25	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 26	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 27	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 28	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 29	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 30	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
32	фидер 6 кВ № 31	---	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 32	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Кожзавод (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст 1С	
2	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Кожзавод	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст. 2С	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	Секционная перемычка 110 кВ			---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 2С в ст СР, ЗН СР 110 1С в ст СР	
ПС 110 кВ Котельная 2Р (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Волна – Бурун с отпайкой на ПС Котельная 2Р			---	ЛР 110 Волна, ОД 110 Т-5	
ПС 110 кВ Кролевцы (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Штыково-1, ЛР 110 Штыково-1, ШР 110 Штыково-1, ЗН ЛР 110 Штыково-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Штыково-1 в ст В, ЗН ШР 110 Штыково-1 в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Штыково-2, ЛР 110 Штыково-2, ШР 110 Штыково-2, ЗН ЛР 110 Штыково-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Штыково-2 в ст В, ЗН ШР 110 Штыково-2 в ст В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Лазурная						
1	Т-1 ввод 110 кВ	---		ТР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	ТР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
2	Т-2 ввод 110 кВ	---		ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
3	ВЛ 110 кВ Горностай – Лазурная	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
4	ВЛ 110 кВ Лазурная – Океан	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
5	В 110 Горностай	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Горностай, ЛР 110 Горностай, ШР 110 Горностай, ЗН ЛР 110 Горностай в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Горностай в ст В, ЗН ШР 110 Горностай в ст В, ЗН ШР 110 Горностай в ст 1С	В 110 Горностай, ЛР 110 Горностай, ШР 110 Горностай, ЗН ЛР 110 Горностай в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Горностай в ст В, ЗН ШР 110 Горностай в ст В, ЗН ШР 110 Горностай в ст 1С	
6	В 110 Океан	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Океан, ЛР 110 Океан, ШР 110 Океан, ЗН ЛР 110 Океан в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Океан в ст В, ЗН ШР 110 Океан в ст В, ЗН ШР 110 Океан в ст 2С	В 110 Океан, ЛР 110 Океан, ШР 110 Океан, ЗН ЛР 110 Океан в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Океан в ст В, ЗН ШР 110 Океан в ст В, ЗН ШР 110 Океан в ст 2С	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рпер 110 Горностай, Рпер 110 Океан, ЗН Рпер 110 Горностай в ст ВЛ, ЗН Рпер 110 Горностай в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Океан в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Океан в ст ВЛ	Рпер 110 Горностай, Рпер 110 Океан, ЗН Рпер 110 Горностай в ст ВЛ, ЗН Рпер 110 Горностай в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Океан в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Океан в ст ВЛ	
9	КВЛ 35 кВ РП-3 – Лазурная		Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 7	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
12	фидер 6 кВ № 9	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 10	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 11	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 12	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 15	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 16	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 17	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 20	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 21	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 22	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 25	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 26	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Липовцы (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	Т-3 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	РТ 110 Т-3	
6	ВЛ 110 кВ Липовцы – Полевая	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Полевая, ЛР 110 Полевая, ШР 110 Полевая, ЗН ЛР 110 Полевая в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Полевая в ст В, ЗН ШР 110 Полевая в ст В	
7	ВЛ 110 кВ Приозерная – Липовцы	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Приозерная, ЛР 110 Приозерная, ШР 110 Приозерная, ЗН ЛР 110 Приозерная в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Приозерная в ст В, ЗН ШР 110 Приозерная в ст В	
8	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ М						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1/3 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1/3, ШР 110 Т1/3, ЗН ШР 110 Т-1/3 в ст В	В 110 Т-1/3, ШР 110 Т1/3, ЗН ШР 110 Т-1/3 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Сибирцево/т – М	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Сибирцево/т, ЛР 110 Сибирцево/т, ШР 110 Сибирцево/т, ЗН ЛР 110 Сибирцево/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Сибирцево/т в ст В, ЗН ШР 110 Сибирцево/т в ст В	В 110 Сибирцево/т, ЛР 110 Сибирцево/т, ШР 110 Сибирцево/т, ЗН ЛР 110 Сибирцево/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Сибирцево/т в ст В, ЗН ШР 110 Сибирцево/т в ст В	
6	ВЛ 110 кВ М – Реттиховка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Реттиховка, ЛР 110 Реттиховка, ЗН ЛР 110 Реттиховка в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Реттиховка в ст В	В 110 Реттиховка, ЛР 110 Реттиховка, ШР 110 Реттиховка, ЗН ЛР 110 Реттиховка в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Реттиховка в ст В	
7	Секционная перемычка 110 кВ			СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 2С в ст СР	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 2С в ст СР	
8	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Междуречье (Приоритет:2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Междуречье – УКФ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 УКФ, ЗН ЛР 110 УКФ в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 УКФ в ст. 1С	
6	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Междуречье	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. 2С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 УКФ, Рпер 110 Уссурийск-2, ЗН Рпер 110 УКФ в ст. ТТ, ЗН Рпер 110 Уссурийск-2 в ст. ТТ	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Мингородок (Приоритет: 1)						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Мингородок – 1Р	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 1Р	ЛР 110 1Р, ЗН ЛР 110 1Р в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 1Р в ст 2С	
6	ВЛ 110 кВ Зелёный угол – Мингородок	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 3У	ЛР 110 3У, ЗН ЛР 110 3У в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 3У в ст 1С	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 Т-1, Рпер 110 Т-2, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН Рпер 110 Т-2 в ст Рпер, ЗН Рпер 110 Т-1 в ст Рпер	
9	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 108	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 110	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 9	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
15	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 207	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 25	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 210	---	Рсум			ОН
25	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Михайловка (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Михайловка – ЖБИ-130			---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в сторону ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст В Т-1	
2	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1	
ПС 110 кВ Молодёжная (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. ОД	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. ОД	
5	ВЛ 110 кВ Молодёжная – Чугуевка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Чугуевка, ЗН ЛР 110 Чугуевка в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Чугуевка в ст. 1С	
6	ВЛ 110 кВ Арсеньев-2 – Молодёжная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Арсеньев-2, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст. 2С	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 Чугуевка, Рпер 110 Арсеньев-2, ЗН Рпер 110 Чугуевка в ст. ТТ, ЗН Рпер 110 Арсеньев-2 в ст. ТТ	
9	ВЛ 35 кВ Молодежная – Лесная – Новосысоевка	---	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
11	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 6	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
22	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Муравейка (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Муравейка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 АТЭЦ, ЗН ЛР 110 АТЭЦ в ст ВЛ, ШР 110 ВЛ АТЭЦ, ЗН ШР 110 АТЭЦ в ст ВЛ, ЗН ШР 110 АТЭЦ в ст 1С	
6	КВЛ 110 кВ Океан – Муравейка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Океан, ШР 110 Океан, ЗН ЛР 110 Океан в ст КВЛ, ЗН ШР 110 Океан в ст КВЛ, ЗН ШР 110 Океан в ст 2С	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 АТЭЦ, Рпер 110 Океан, ЗН Рпер 110 АТЭЦ в ст Рпер, ЗН Рпер 110 Океан в ст Рпер	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Мучная (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Вадимовка – Мучная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Вадимовка, ЗН ЛР 110 Вадимовка ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Вадимовка ст 1С	
6	ВЛ 110 кВ Спасск – Мучная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спасск ст 2С	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 1С, Рпер 110 2С, ЗН Рпер 110 1С ст 1С, ЗН Рпер 110 1С ст Рпер, ЗН Рпер 110 2С ст 1С, ЗН Рпер 110 2С ст Рпер	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Находка (Приоритет: 1)						
1	1СШ 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ШР 110 ОПН 1СШ, ЗН ШР 110 ОПН 1СШ в ст ОПН	
2	2СШ 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст 2СШ, ШР 110 ОПН 2СШ	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР-1 110 Т-1, ШР-2 110 Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР-1 110 Т-2, ШР-2 110 Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Находка – Волчанец – С-55	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 С-55, ЛР 110 С-55, ШР-1 110 С-55, ШР-2 110 С-55, ЗН ЛР 110 С-55 в ст ВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Находка/т – Находка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Находка/т, ЛР 110 Находка/т, ШР-1 110 Находка/т, ШР-2 110 Находка/т, ЗН ЛР 110 Находка/т в ст ВЛ	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ 110 кВ Широкая – Находка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Широкая, ЛР 110 Широкая, ШР-1 110 Широкая, ШР-2 110 Широкая, ЗН ЛР 110 Широкая в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Широкая в ст В	
8	ШСВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ШСВ 110, ШР-1 110 ШСВ, ШР-2 110 ШСВ	
9	ВЛ 110 кВ Находка – НСРЗ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 НСРЗ, ЛР 110 НСРЗ, ШР-1 110 НСРЗ, ШР-2 110 НСРЗ, ЗН ЛР 110 НСРЗ в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 НСРЗ в ст В, ЗН ШР-1 110 НСРЗ в ст В	
10	ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Учебная №1, ЛР 110 Учебная №1, ШР-1 110 Учебная №1, ШР-2 110 Учебная №1, ЗН ЛР 110 Учебная №1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Учебная №1 в ст В	
11	ВЛ 110 кВ Находка – Учебная № 2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Учебная №2, ЛР 110 Учебная №2, ШР-1 110 Учебная №2, ШР-2 110 Учебная №2, ЗН ЛР 110 Учебная №2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Учебная №2 в ст В, ЗН ШР-1 110 Учебная №2 в ст В	
12	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Новоникольск (Приоритет: 3)						
1	Т-2 ввод 110 кВ			---	В 110 Т-2	
2	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Новоникольск – Гранит – Промышленная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca, F	---	ЛР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР-110 Уссурийск-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст В	
ПС 110 кВ Новый мир (Приоритет: 3)						
1	1СШ 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2СШ 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Подъяпольск – Новый мир	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Подъяпольск, ЗН ЛР 110 Подъяпольск в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Подъяпольск в ст 2С	
6	ВЛ 110 кВ Береговая-2 – Топаз–Новый мир	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Топаз, ЗН ЛР 110 Топаз в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Топаз в ст 1С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечания
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 Топаз, Рпер 110 Подъяпольск, ЗН Рпер 110 Топаз в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Подъяпольск в ст ТТ	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Океан (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст ОД	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст ОД	
5	КВЛ 110 кВ Горностай – Океан	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Горностай, ЛР 110 Горностай, ШР 110 Горностай, ЗН ЛР 110 Горностай в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Горностай в ст В, ЗН ШР 110 Горностай в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ Океан – Муравейка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Муравейка, ЛР 110 Муравейка, ШР 110 Муравейка, ЗН ЛР 110 Муравейка в ст КВЛ, ЗН ЛР 110 Муравейка в ст В, ЗН ШР 110 Муравейка в ст В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 Горностай, Рпер 110 Муравейка, ЗН Рпер 110 Горностай в ст Рпер, ЗН Рпер 110 Муравейка в ст Рпер	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Орлиная (Приоритет: 2)						

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	КВЛ 110 кВ ВТЭЦ-1 – Орлиная	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 ВТЭЦ-1	В 110 ВТЭЦ-1, ЛР 110 ВТЭЦ-1, ШР 110 ВТЭЦ-1, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-1 в ст КВЛ, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-1 в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ 2 – Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 ВТЭЦ-2	В 110 ВТЭЦ-2, ЛР 110 ВТЭЦ-2, ШР 110 ВТЭЦ-2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст КВЛ, ЗН ШР 110 ВТЭЦ-2 в ст В	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	ВЛ 35 кВ Залив – Орлиная с отп. ТЦ	---	Рсум			ОН
9	ВЛ 35 кВ Орлиная – Инструментальная	---	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 3	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 21	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
26	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			ОН

ПС 110 кВ Павловка-1 (Приоритет: 3)

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	1С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Павловка-1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Уссурийск-2	В 110 Уссурийск-2, ЛР 110 Уссурийск-2, ШР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст В, ЗН ШР 110 Уссурийск-2 в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ Ярославка – Павловка-1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Ярославка	В 110 Ярославка, ЛР 110 Ярославка, ШР 110 Ярославка, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст В, ЗН ШР 110 Ярославка в ст В	
7	Секционная перемычка 110 кВ	---	---	---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст СР	
8	Измерение температуры наружного воздуха	T	T			
ПС 110 кВ Павловка-2 (Приоритет: 3)						
1	1ПС 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1ПС, ЗН ШР 110 ТН 1ПС в ст ТН	
2	2ПС 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2ПС, ЗН ШР 110 ТН 2ПС в ст ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-1 3ПС, ЗН ШР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ШР 110 Т-2 4ПС, ЗН ШР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Ярославка – Павловка-2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Ярославка, ЗН ЛР 110 Ярославка ст ВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Агрокомплекс – Павловка-2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Агрокомплекс, ЗН ЛР 110 Агрокомплекс в ст ВЛ	
7	В 110 1В	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 1В, ШР 110 В 1В 3ПС, ШР 110 В 1В 1ПС, ЗН ШР 110 В 1В 3ПС в ст 3ПС, ЗН ШР 110 В 1В 1ПС в ст 1ПС, ЗН ШР 110 1В 1ПС в ст В, ЗН ШР 110 1В 3ПС в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	В 110 2В	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 2В, ШР 110 В 2В 1ПС, ШР 110 В 2В 4ПС, ЗН ШР 110 В 2В 1ПС в ст 1ПС, ЗН ШР 110 В 2В 4ПС в ст 4ПС, ЗН ШР 110 2В 1ПС в ст В, ЗН ШР 110 2В 4ПС в ст В	
9	В 110 3В	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 3В, ШР 110 В 3В 2ПС, ШР 110 В 3В 3ПС, ЗН ШР 110 В 3В 3ПС в ст 3ПС, ЗН ШР 110 В 3В 2ПС в ст 2ПС	
10	В 110 4В	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 4В, ШР 110 В 4В 2ПС, ШР 110 В 4В 4ПС, ЗН ШР 110 В 4В 2ПС в ст 2ПС, ЗН ШР 110 В 4В 4ПС в ст 4ПС, ЗН ШР 110 4В 2ПС в ст В, ЗН ШР 110 4В 4ПС в ст В	
11	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Петровичи (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ			---	ШР 110 Т-1, ОД 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. 1С, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. ОД	
4	Т-2 ввод 110 кВ			---	ШР 110 Т-2, ОД 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. 2С, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. ОД	
5	ВЛ 110 кВ Хороль – Петровичи	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Хороль, ЛР 110 Хороль, ШР 110 Хороль, ЗН ЛР 110 Хороль в ст.ВЛ, ЗН ЛР 110 Хороль в ст. В, ЗН ШР 110 Хороль в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ Петровичи – Вадимовка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Вадимовка, ЛР 110 Вадимовка, ШР 110 Вадимовка, ЗН ЛР 110 Вадимовка в ст.ВЛ, ЗН ЛР 110 Вадимовка в ст. В, ЗН ШР 110 Вадимовка в ст. В	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Подъяпольск (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
3	Т-1 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. ОД	
4	Т-2 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. ОД	
5	ВЛ 110 кВ Подъяпольск – Новый Мир	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Новый мир, ЗН ЛР 110 Новый мир в ст ВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Подъяпольск – 178 Ф	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 178Ф, ЗН ЛР 110 178Ф в ст ВЛ	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Р пер. 110 Новый мир, Р пер. 178Ф, ЗН Р пер. 110 Новый мир в ст Р пер., ЗН Р пер. 110 178Ф в ст Р пер.	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Полевая (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 110 1С, ЗН ШР 110 ТН 110 1С ст. 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 110 2С, ЗН ШР 110 ТН 110 2С ст. 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. ТН	
3	3С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 110 3С, ЗН ШР 110 ТН 3С в ст. ТН	
4	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
5	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
6	Т-3 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-3, ШР 110 Т-3, ЗН ШР 110 Т-3 в ст. В	
7	СВ 110 1-2С	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110 1-2С, СР 110 1С, СР 110 1-2С, ЗН СР 110 1С в ст. В, ЗН СР 110 1-2С в ст. В	
8	СВ 110 2-3С	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110 2-3С, СР 110 2-3С, СР 110 3С, ЗН СР 110 2-3С в ст. В, ЗН СР 110 3С в ст. В	
9	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Полевая	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Уссурийск-2, ЛР 110 Уссурийск-2, ШР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. ВЛ, ЗН	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. В, ЗН ШР 110 Уссурийск-2 в ст. В	
10	ВЛ 110 кВ Липовцы – Полевая	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Липовцы, ЛР 110 Липовцы, ШР 110 Липовцы, ЗН ЛР 110 Липовцы в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Липовцы в ст. В, ЗН ШР 110 Липовцы в ст. В	
11	ВЛ 110 кВ Промышленная – Полевая	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Промышленная, ЛР 110 Промышленная, ШР 110 Промышленная, ЗН ЛР 110 Промышленная в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Промышленная в ст. В, ЗН ШР 110 Промышленная в ст. В	
12	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Приозерная (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	T-1 ввод 110 кВ			---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
4	T-2 ввод 110 кВ			---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
5	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С ст 1С, ЗН СР 110 2С ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст. В, ЗН СР 110 1С в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ Хороль – Приозерная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Хороль, ЗН ЛР 110 Хороль в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Хороль в ст. 1С	
7	ВЛ 110 кВ Приозерная – Липовцы	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Липовцы, ЗН ЛР 110 Липовцы в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Липовцы в ст. 2С	---
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	Рпер 110 Хороль, Рпер 110 Липовцы, ЗН Рпер 110 ВЛ Хороль в ст. Рпер, ЗН Рпер 110 Липовцы в ст. Рпер	---
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Промузел (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Промузел	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 АТЭЦ, ЛР 110 АТЭЦ, ШР 110 АТЭЦ, ЗН ЛР 110 АТЭЦ в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 АТЭЦ в ст В, ЗН ШР 110 АТЭЦ в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Спутник – Промузел	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Спутник, ЛР 110 Спутник, ШР 110 Спутник, ЗН ЛР 110 Спутник в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спутник в ст В, ЗН ШР 110 Спутник в ст В	
5	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст ОД	
6	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст ОД	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			
ПС 110 кВ Промышленная (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С ст. 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С ст. 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. ТН	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ОР 110 Т-1, ЗН ОР 110 Т-1 в ст. Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст. Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст. В, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-2, ОР 110 Т-2, ЗН ОР 110 Т-2 в ст. Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст. Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст. В, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Студгородок – 3 – Промышленная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Уссурийск-1, ЛР 110 Уссурийск-1, ШР 110 Уссурийск-1, ОР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст. ВЛ, ЗН ОР ВЛ Уссурийск-1 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст В, ЗН ШР 110 Уссурийск-1 в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
6	ВЛ 110 кВ Промышленная – Полевая	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Полевая, ЛР 110 Полевая, ШР 110 Полевая, ОР 110 Полевая, ЗН ЛР 110 Полевая в ст. ВЛ, ЗН ОР 110 Полевая в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Полевая в ст. В, ЗН ШР 110 Полевая в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Новоникольск – Гранит – Промышленная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Уссурийск-2, ЛР 110 Уссурийск-2, ШР 110 Уссурийск-2, ОР 110 Уссурийск-2, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. ВЛ, ЗН ОР 110 Уссурийск-2 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-2 в ст. В, ЗН ШР 110 Уссурийск-2 в ст. В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ			---	ОР 110 Рем. пер., ШР 110 2С Рем. Пер., ЗН ОР 110 Рем. пер в ст. Рем. пер., ЗН ШР 110 Рем. пер в ст. Рем. пер.	
9	СОВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СОВ 110, ШР 110 СОВ 1С, ШР 110 СОВ 2С, ОР 110 СОВ, ЗН ОР 110 СОВ ст. ОСШ, ЗН ОР 110 СОВ в ст. В, ЗН ШР 110 СОВ 2С в ст. В, ЗН ШР 110 СОВ 1С в ст. В	
10	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Пушкинская (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Пушкинская – Раздольное-1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca, F	В 110 Раздольное-1, ЛР 110 Раздольное-1, ШР 110 Раздольное-1, ТР 110 ТН Раздольное-1	В 110 Раздольное-1, ЛР 110 Раздольное-1, ШР 110 Раздольное-1, ТР 110 ТН Раздольное-1, ЗН ЛР 110 Раздольное-1 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Раздольное-1 в ст 1С, ЗН ЛР 110 Раздольное-1 в ст В, ЗН ШР 110 Раздольное-1 в ст В, ЗН ТР 110 ТН Раздольное-1 в ст ТН	
2	ВЛ 110 кВ Пушкинская – Давыдовка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic, Uab, Ubc, Uca, F	В 110 Давыдовка, ЛР 110 Давыдовка, ШР 110 Давыдовка, ТР 110 ТН Давыдовка	В 110 Давыдовка, ЛР 110 Давыдовка, ШР 110 Давыдовка, ТР 110 ТН Давыдовка, ЗН ЛР 110 Давыдовка в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Давыдовка в ст 2С, ЗН ЛР 110 Давыдовка в ст В, ЗН ШР 110	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Раздольное-2 – Тереховка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Тереховка, ЛР 110 Тереховка, ШР 110 Тереховка, ЗН ЛР 110 Тереховка в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Тереховка в ст.В	
2	ВЛ 110 кВ Раздольное-1 – Раздольное-2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Раздольное-1, ЛР 110 Раздольное-1, ШР 110 Раздольное-1, ЗН ЛР 110 Раздольное-1 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Раздольное-1 в ст. В	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
ПС 110 кВ Реттиховка (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
3	ВЛ 110 кВ М – Реттиховка	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 М, ЛР 110 М, ШР 110 М, ЗН ЛР 110 М в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 М в ст В, ЗН ШР 110 М в ст В	В 110 М, ЛР 110 М, ШР 110 М, ЗН ЛР 110 М в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 М в ст В, ЗН ШР 110 М в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Реттиховка – Арсеньев-2	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Арсеньев-2, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст В, ЗН ШР 110 Арсеньев-2 в ст В	В 110 Арсеньев-2, ЛР 110 Арсеньев-2, ШР 110 Арсеньев-2, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Арсеньев-2 в ст В, ЗН ШР 110 Арсеньев-2 в ст В	
5	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1,	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
6	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
7	Секционная перемычка 110 кВ			СР 110 1С, СР 110 2С	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст СР	
8	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			
ПС 110 кВ Садовая						
1	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	ТР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	ТР 110 Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
2	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
3	ВЛ 110 кВ Береговая-1 – Садовая	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
4	ВЛ 110 кВ Садовая – Смоляниново/т	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
5	В 110 Береговая-1	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Береговая-1, ЛР 110 Береговая-1, ШР 110 Береговая-1, ЗН ЛР 110 Береговая-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Береговая-1 в ст В, ЗН ШР 110 Береговая-1 в ст В, ЗН ШР 110 Береговая-1 в ст 1С	В 110 Береговая-1, ЛР 110 Береговая-1, ШР 110 Береговая-1, ЗН ЛР 110 Береговая-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Береговая-1 в ст В, ЗН ШР 110 Береговая-1 в ст В, ЗН ШР 110 Береговая-1 в ст 1С	
6	В 110 Смоляниново/т	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Смоляниново/т, ЛР 110 Смоляниново/т, ШР 110 Смоляниново/т, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст В, ЗН ШР 110 Смоляниново/т в ст В, ЗН ШР 110 Смоляниново/т в ст 2С	В 110 Смоляниново/т, ЛР 110 Смоляниново/т, ШР 110 Смоляниново/т, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Смоляниново/т в ст В, ЗН ШР 110 Смоляниново/т в ст В, ЗН ШР 110 Смоляниново/т в ст 2С	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рпер 110 Береговая-1, Рпер 110 Смоляниново/т, ЗН Рпер 110 Береговая-1 в ст ВЛ, ЗН Рпер 110 Береговая-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Смоляниново/т в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Смоляниново/т в ст ВЛ	Рпер 110 Береговая-1, Рпер 110 Смоляниново/т, ЗН Рпер 110 Береговая-1 в ст ВЛ, ЗН Рпер 110 Береговая-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Смоляниново/т в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Смоляниново/т в ст ВЛ	
9	фидер 6 кВ № 3	Рсум	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 4	Рсум	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
11	фидер 6 кВ № 5	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 6	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 12	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 13	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 14	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 16	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 18	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 19	Рсум	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 20	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 25	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 26	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 27	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 28	Рсум	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 30	Рсум	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Спутник (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ОПН 1С, ЗН ШР 110 ОПН 1С в ст ОПН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР ТН 110 2С	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ТР 110 Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Чайка, ЛР 110 Чайка, ШР 110 Чайка, ЗН ЛР 110 Чайка в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Чайка в ст В, ЗН ШР 110 Чайка в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Спутник – Промузел	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Промузел, ЛР 110 Промузел, ШР 110 Промузел, ЗН ЛР 110 Промузел в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Промузел в ст В, ЗН ШР 110 Промузел в ст В	
7	Секционная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СР 110 1С, СР 110 2С	
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Стройиндустрия (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
3	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Стройиндустрия – 2Р	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 2Р, ЗН ЛР 110 2Р в ст ВЛ	ЛР 110 2Р, ЗН ЛР 110 2Р в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 2Р в ст 1С	
6	КЛ 110 кВ Восточная ТЭЦ – Стройиндустрия	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ЛР 110 Восточная ТЭЦ, ЗН ЛР 110 Восточная ТЭЦ в ст КЛ	ЛР 110 Восточная ТЭЦ, ЗН ЛР 110 Восточная ТЭЦ в ст КЛ, ЗН ЛР 110 Восточная ТЭЦ в ст 2С	
7	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
9	фидер 6 кВ № 3	---	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 7	---	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 9	---	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 16	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 21	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 27	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 37	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 39	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 41	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 43	---	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 47	---	Рсум			ОН
29	Измерение температуры наружного воздуха	Т	Т			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Студгородок (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ			---	В 110 Т-2	
2	ВЛ 110 кВ Уссурийск 1 – Студгородок – 3 – Промышленная	---	Рсум	---	ЛР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1	
ПС 110 кВ Тереховка (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ЗН ОД 110 Т-1 в ст Т-1	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ЗН ОД 110 Т-2 в ст Т-2	
5	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст 1С	
6	ВЛ 110 кВ Раздольная 2 – Тереховка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Раздольная-2, ЗН ЛР 110 Раздольная-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Раздольная-2 в ст 2С	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 Уссурийск-1, Рпер 110 Раздольная-2 - Тер, ЗН Рпер 110 Уссурийск-1 в ст Рпер, ЗН Рпер Раздольная-2 в ст Рпер	
ПС 110 кВ Топаз (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст ОД	
4	Т-2 ввод 110 кВ			---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст ОД	
5	ВЛ 110 кВ Береговая-2 – Топаз – Песчаная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Песчаная, ЗН ЛР 110 Песчаная в ст ВЛ	
6	ВЛ 110 кВ Береговая-2 – Топаз – Новый мир	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Береговая-2, ЗН ЛР 110 Береговая-2 в ст ВЛ	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 1С в ст В, ЗН СР 110 2С в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ УКФ (Приоритет: 2)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ УКФ – Уссурийск-1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Уссурийск-1, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Уссурийск-1 в ст 1С	
6	ВЛ 110 кВ Междуречье – УКФ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Междуречье, ЗН ЛР 110 Междуречье в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Междуречье в ст 2С	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст В, ЗН СР 110 1С в ст В	
8	Ремонтная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	Рпер 110 Уссурийск-1, Рпер 110 Междуречье, ЗН Рпер 110 Уссурийск-1 в ст ТТ, ЗН Рпер 110 Междуречье в ст ТТ	
9	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Улисс (Приоритет: 3)						
1	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
2	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
3	ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Голдобин с отпайками (на ПС Загородная и ПС Улисс)			---	ЛР 110 ВТЭЦ-2, ЗН ЛР 110 ВТЭЦ-2 в ст ВЛ	
4	ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС Улисс			---	ЛР 110 Патрокл, ЗН ЛР 110 Патрокл в ст ВЛ	
5	Секционная перемычка 110 кВ			---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
** ПС 110 кВ Уссурийск 1 (Приоритет: 1)						
1	1СШ 110 кВ	Ucp	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст ТН	
2	2СШ 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст ТН	
3	ВЛ 110 кВ Уссурийск 1 – Кожзавод	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 КЗ	В 110 КЗ, ЛР 110 КЗ, ШР-1 110 КЗ, ШР-2 110 КЗ, ЗН ЛР 110 КЗ в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 КЗ в ст В, ЗН ШР-2 110 КЗ в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Уссурийск-1	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 АТЭЦ	В 110 АТЭЦ, ЛР 110 АТЭЦ, ШР-1 110 АТЭЦ, ШР-2 110 АТЭЦ, ЗН ЛР 110 АТЭЦ в ст ВЛ, ЗН ЛР АТЭЦ в ст В, ЗН ШР-2 110 АТЭЦ в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Тереховка	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Терех	В 110 Терех, ЛР 110 Терех, ШР-1 110 Терех, ШР-2 110 Терех, ЗН ЛР 110 Терех в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Терех в ст В, ЗН ШР-2 110 Терех в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Уссурийск-1 – Студгородок – 3 – Промышленная	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Пром	В 110 Пром, ЛР 110 Пром, ШР-1 110 Пром, ШР-2 110 Пром, ЗН ЛР 110 Пром в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Пром в ст В, ЗН ШР-2 110 в ст В	
7	ВЛ 110 кВ УКФ – Уссурийск-1	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 УКФ	В 110 УКФ, ЛР 110 УКФ, ШР-1 110 УКФ, ШР-2 110 УКФ, ЗН ЛР 110 УКФ в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 УКФ в ст В, ЗН ШР-2 110 УКФ в ст В	
8	ШСВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, ШР-1 110 ШСВ, ШР-2 110 ШСВ, ЗН ШР-1 110 ШСВ в ст 1СШ, ЗН ШР-2 110 ШСВ в ст 2СШ, ЗН ШР-1 110 ШСВ в ст В, ЗН ШР-2 110 ШСВ в ст В	
9	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР-1 110 Т-1, ШР-2 110 Т-1, ЗН ШР-2 110 Т-1 в ст В	
10	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР-1 110 Т-2, ШР-2 110 Т-2, ЗН ШР-2 110 Т-2 в ст В	
11	Измерение температуры наружного воздуха	---	T			

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
12	ВЛ 35 кВ Уссурийск-1 – Барановский полигон	---	Рсум			ОН
13	ВЛ 35 кВ Уссурийск-1 – Мелькомбинат – Новоникольск	---	Рсум			ОН
14	ВЛ 35 кВ Уссурийск-1 – МЖК	---	Рсум			ОН
15	ВЛ 35 кВ Уссурийск-1 – Студгородок	---	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 1	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 3	---	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 5	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 6	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 10	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Хороль (Приоритет: 3)						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст. ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст. 2С	
3	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст. В	
4	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Хороль – Камень Рыболов	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 КР, ЛР 110 КР, ШР 110 КР, ЗН ЛР 110 КР в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 КР в ст. В, ЗН ШР 110 КР в ст.	
6	ВЛ 110 кВ Хороль – Приозерная	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Приозёрная, ЛР 110 Приозёрная, ШР 110 Приозёрная, ЗН ЛР 110 Приозёрная в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Приозёрная в ст. В, ЗН ШР 110 Приозёрная в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ Ярославка – Хороль	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Ярославка, ЛР 110 Ярославка, ШР 110 Ярославка, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Ярославка в ст. В, ЗН ШР 110 Ярославка в ст. В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					110 Анисимовка/т в ст В, ЗН ШР-2 110 Анисимовка/т в ст В, ЗН ШР-1 110 Анисимовка/т в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – ХФЗ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Вокзальная/т, ЛР 110 Вокзальная/т, ШР-1 110 Вокзальная/т, ШР-2 110 Вокзальная/т, ОР 110 Вокзальная/т, ЗН ЛР 110 Вокзальная/т в ст ВЛ, ЗН ОР 110 Вокзальная/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Вокзальная/т в ст В, ЗН ШР-2 110 Вокзальная/т в ст В, ЗН ШР-1 110 Вокзальная/т в ст В	
7	ШСВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ШСВ 110, ШР-1 110 ШСВ, ШР-2 110 ШСВ, ЗН ШР-1 110 ШСВ в ст В, ЗН ШР-2 110 ШСВ в ст В	
8	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР-1 110 Т-1, ШР-2 110 Т-1, ТР 110 Т-1, ОР 110 Т-1, ЗН ОР 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ШР-2 110 в ст В, ЗН ШР-1 110 Т-1 в ст В	
9	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР-2 110 Т-2, ШР-1 110 Т-2, ТР 110 Т-2, ОР 110 Т-2, ЗН ОР 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ШР-2 110 Т-2 в ст В, ЗН ШР-1 110 Т-2 в ст В	
10	ОВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ОВ 110, ШР-1 110 ОВ, ШР-2 110 ОВ, ОР 110 ОВ, ЗН ОР 110 ОВ в ст В, ЗН ШР-2 110 ОВ в ст В, ЗН ШР-1 110 ОВ в ст В	
11	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Чайка (Приоритет: 3)						
1	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	
2	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст ОД	
3	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст ОД	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ Чайка – Спутник	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Спутник, ЗН ЛР 110 Спутник в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спутник в ст 1С	
5	ВЛ 110 кВ Волна – Чайка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Волна, ЗН ЛР 110 Волна в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Волна в ст 2С	
6	ВЛ 110 кВ Чайка – Седанка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Седанка, ЛР 110 Седанка, ЗН ЛР 110 Седанка в ст ВЛ	
7	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 2С в ст 2С	
ПС 110 кВ Черниговка (Приоритет: 3)						
1	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F			
2	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
3	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Спасск ст 2С	
5	Секционная перемычка			---	СР 110 2С, СР 110 1С, ЗН СР 110 1С в ст 1С, ЗН СР 110 1С в ст СР, ЗН СР 110 2С в ст 2С, ЗН СР 110 2С в ст СР	
ПС 110 кВ Шахта-7 (Приоритет: 2)						
1	1СШ 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2СШ 110 кВ	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 АТЭЦ, ЗН ЛР 110 АТЭЦ в ст ВЛ	
4	ВЛ 110 кВ Западная – Шахта-7	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 Западная, ЗН ЛР 110 Западная в ст ВЛ	
5	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст В	
6	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст В	
7	Секционная перемычка 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СР 110 1С, СР 110 2С, ЗН СР 110 1С в ст СР	
ПС 110 кВ Штыково (Приоритет: 1) **						
1	1С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст 1С, ЗН ШР 110 ТН 1С в ст ТН	
2	2С 110 кВ	---	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст 2С, ЗН ШР 110 ТН 2С в ст ТН	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Кролевцы-1, ЛР 110 Кролевцы-1, ШР 110 Кролевцы-1, ОР 110 Кролевцы-1, ЗН ЛР 110 Кролевцы-1 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Кролевцы-1 в ст В, ЗН ОР 110 Кролевцы-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Кролевцы-1 в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Кролевцы-2, ЛР 110 Кролевцы-2, ШР 110 Кролевцы-2, ОР 110 Кролевцы-2, ЗН ЛР 110 Кролевцы-2 в ст ВЛ, ЗН ОР 110 Кролевцы-2 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Кролевцы-2 в ст В, ЗН ЛР 110 Кролевцы-2 в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Анисимовка/т – Штыково	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Анисимовка/т, ЛР 110 Анисимовка/т, ШР 110 Анисимовка/т, ОР 110 Анисимовка/т, ЗН ЛР 110 Анисимовка/т в ст ВЛ, ЗН ОР 110 Анисимовка/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Анисимовка/т в ст В, ЗН ШР 110 Анисимовка/т в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Вокзальная/т – Фридман/т – Штыково	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Фридман/т, ЛР 110 Фридман/т, ШР Фридман/т, ОР 110 Фридман/т, ЗН ЛР 110 Фридман/т в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Фридман/т в ст В, ЗН ОР 110 Фридман/т в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Фридман/т в ст В	
7	ВЛ 110 кВ Штыково – Факел № 1	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Факел-1, ЛР 110 Факел-1, ШР 110 Факел-1, ОР 110 Факел-1, ЗН ЛР 110 Факел-1 в ст ВЛ, ЗН ОР 110 Факел-1 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Факел-1 в ст В, ЗН ШР 110 Факел-1 в ст В	
8	ВЛ 110 кВ Штыково – Факел № 2	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	В 110 Факел-2, ЛР 110 Факел-2, ШР 110 Факел-2, ОР 110 Факел-2, ЗН ЛР 110 Факел-2 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 Факел-2 в ст В, ЗН ОР 110 Факел-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Факел-2 в ст В	
9	ОВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ОВ 110, ШР 110 ОВ 1С, ШР 110 ОВ 2С, ОР 110 ОВ, ЗН ОР 110 ОВ в ст В, ЗН ШР 110 ОВ 1С в ст В, ЗН ШР 110 ОВ 2С в ст В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
10	Т-1 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-1, ШР 110 Т-1, ЗН ШР 110 Т-1 в ст ОД	
11	Т-2 ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 Т-2, ШР 110 Т-2, ЗН ШР 110 Т-2 в ст ОД	
12	Переключатель 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ОР 110 Пер, ШР 110 Пер, ЗН ОР 110 Пер в ст ШР	
13	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
ПС 110 кВ Ярославка (Приоритет: 2)						
1	1СШ 110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст 1СШ	
2	2СШ 110 кВ	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст 2СШ	
3	ВЛ 110 кВ Ярославка – Павловка-2	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Павл-2	В 110 Павл-2, ЛР 110 Павл-2, ШР 110 2СШ Павл-2, ШР 110 1СШ Павл-2, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст ВЛ, ЗН ЛР 110 Павл-2 в ст В, ЗН ШР 110 2СШ Павл-2 в ст В, ЗН ШР 110 1СШ Павл-2 в ст В	
4	ВЛ 110 кВ Ярославка – Сибирцево/т	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Сиб/т	В 110 Сиб/т, ЛР 110 Сиб/т, ШР 110 1СШ Сиб/т, ШР 110 2СШ Сиб/т, ЗН ЛР 110 Сиб/т в ст ВЛ, ЗН ШР 110 2СШ Сиб/т. в ст В	
5	ВЛ 110 кВ Спасск – Дмитриевка – Черниговка – Ярославка	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Спасск	В 110 Спасск, ЛР 110 Спасск, ШР 110 1СШ Спасск, ШР 110 2СШ Спасск, ЗН ЛР 110 Спасск в ст ВЛ, ЗН ШР 110 2СШ Спасск в ст В	
6	ВЛ 110 кВ Ярославка – Ключи с отпайкой на ПС Дмитриевка	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Ключи	В 110 Ключи, ЛР 110 Ключи, ШР 110 1СШ Ключи, ШР 110 2СШ Ключи, ЗН ЛР 110 Ключи в ст ВЛ, ЗН ШР 110 2СШ Ключи в ст В	
7	ВЛ 110 кВ Ярославка – Павловка-1	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Павл-1	В 110 Павл-1, ЛР 110 Павл-1, ШР 110 1СШ Павл-1, ШР 110 2СШ Павл-1, ЗН ЛР 110 Павл-1 в ст ВЛ, ЗН ШР 110 2СШ Павл-1 в ст В	
8	ВЛ 110 кВ Ярославка – Хороль	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Хороль	В 110 Хороль, ЛР 110 Хороль, ШР 110 1СШ Хороль, ШР 110 2СШ Хороль, ЗН ЛР 110 Хороль в ст ВЛ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН ШР 110 2СШ Хор в ст В, ЗН ЛР 110 Хороль в ст В	
9	ШСВ 110	Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, ШР 110 1СШ ШСВ, ШР 110 2СШ ШСВ, ЗН ШР 110 1СШ ШСВ в ст В	
10	Т-1 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-1	В 110 Т-1, ШР 110 1СШ Т-1, ШР 110 2СШ Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст Т-1, ЗН ТР 110 Т-1 в ст В, ЗН ШР 110 1СШ Т-1 в ст В	
11	Т-2 ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 Т-2	В 110 Т-2, ШР 110 1СШ Т-2, ШР 110 2СШ Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст Т-2, ЗН ТР 110 Т-2 в ст В, ЗН ШР 110 1СШ Т-2 в ст В	
12	Измерение температуры наружного воздуха	---	Т			
Операционная зона Хабаровского РДУ						
ПС 110 кВ АК (Приоритет: 3)						
1	1с 110			---	СР 110 1с, ШР 110 ОПН 1с, ЗН ШР 110 ОПН 1с в ст. ОПН	
2	2с 110			---	СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СР 110 1с, ШР 110 ОПН 2с, ЗН ШР 110 ОПН 2с в ст. ОПН	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5)			---	ЛР 110 С-5, ЗН ЛР 110 С-5 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-5 в ст. 1с	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6)			---	ЛР 110 С-6, ЗН ЛР 110 С-6 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-6 в ст. 2с	
5	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум	В 110 1Т	В 110 1Т, ТР 110 1Т, ЗН ТР 110 1Т в ст. В, ЗН ТР 110 1Т в ст. 1Т	
6	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум	В 110 2Т	В 110 2Т, ТР 110 2Т, ЗН ТР 110 2Т в ст. В, ЗН ТР 110 2Т в ст. 2Т	
7	ВЛ 35 кВ ЮМР – АК с отпайкой на ПС СТ (Т-30)	Рсум	Рсум			ОН
8	ВЛ 35 кВ ЮМР – АК с отпайкой на ПС СТ (Т-31)	Рсум	Рсум			ОН
9	ВЛ 35 кВ АК – СРЗ (Т-32)	Рсум	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 35 кВ АК – СРЗ (Т-33)	Рсум	Рсум			ОН
11	ВЛ 35 кВ АК – Горка (Т-34)	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 16	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 2	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 3	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 5	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 6	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 7	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 8	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 9	Рсум	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 10	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 17	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 19	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 20	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 21	Рсум	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 22	Рсум	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 24	Рсум	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 25	Рсум	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 26	Рсум	Рсум			ОН
ПС 110 кВ БАМ ПТФ (Приоритет: 2)						
1	1с 110			---	СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. 1с ЗН СР 110 1с в ст. СП	
2	2с 110			---	СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СП	
3	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 № 1 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-115)			---	ЛР 110 С-115, ЗН ЛР 110 С-115 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-115 в ст. 2с	
4	ВЛ 110 кВ Старт – Комсомольская ТЭЦ-3 № 2 с отпайкой на ПС БАМ ПТФ (С-116)			---	ЛР 110 С-116, ЗН ЛР 110 С-116 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-116 в ст. 1с	
5	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум	---	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. В, ЗН ТР 110 1Т в ст. В	
ПС 110 кВ Березовка (Приоритет: 2)						
1	1с 110			---	СР 110 1с, ЗН в ст 1с, ЗН в ст. СР 2с	
2	2с 110			---	СР 110 2с, ЗН в ст 2с, ЗН в ст. СР 1с	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ № 1 с отпайками (С-17)			---	ЛР 110 С-17, ЗН ЛР 110 С-17 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-17 в ст. 2с	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ № 2 с отпайками (С-18)			---	ЛР 110 С-18, ЗН ЛР 110 С-18 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-18 в ст. 1с	
5	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум	---	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. В	
6	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум	---	В 110 2Т, ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. В	
** ПС 110 кВ Бикин (Приоритет: 2)						
1	1 с 110	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2 с 110	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Приморская ГРЭС – Бикин	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 Приморская ГРЭС – Бикин	В 110 Приморская ГРЭС – Бикин, ЛР 110 Приморская ГРЭС – Бикин, ШР 110 ОСШ Приморская ГРЭС – Бикин, ШР 110 1с Приморская ГРЭС – Бикин, ЗН ШР 110 ОСШ Приморская ГРЭС – Бикин в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Приморская ГРЭС – Бикин в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 Приморская ГРЭС – Бикин в ст. В, ЗН ШР 110 Приморская ГРЭС – Бикин в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Бикин – Малахит (С-30)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-30	В 110 С-30, ЛР 110 С-30, ШР 110 ОСШ С-30, ШР 110 2с С-30, ЗН ШР 110 ОСШ С-30 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-30 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-30 в ст. В, ЗН ШР 110 2с С-30 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Лермонтовка – Бикин (С-32)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-32	В 110 С-32, ЛР 110 С-32, ШР 110 ОСШ С-32, ШР 110 2с С-32, ЗН ШР 110 ОСШ С-32 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-32 в ст. ВЛ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН ЛР 110 С-32 в ст. В, ЗН ШР 110 2с С-32 в ст. В	
6	РП 110			---	РРП 110 2с, РРП 110 ОСШ, ЗН РРП 110 2с в ст. РП, ЗН ШР ОСШ РП в ст. ОСШ, ЗН РРП 110 ОСШ в ст. РП	
7	ОСВ 110	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОСВ 110	ОСВ 110, ШР 110 ОСШ ОСВ, ЗН ШР ОСШ ОСВ в ст. ОСВ, ШР 110 1с ОСВ, ЗН ШР 110 1с ОСВ в ст. ОСВ, ШР 110 2с ОСВ, ЗН ШР 110 2с ОСВ в ст. ОСВ	
8	1Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, ЗН-1 ШР 110 1Т в ст. В, ЗН-2 ШР 110 1Т в ст. В, ЗН-2 ШР 110 1Т в ст. 1Т	
9	2Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, ТР 110 2Т, ЗН-1 ШР 110 2Т в ст. В, ЗН-2 ШР 110 2Т в ст. В, ЗН-2 ШР 110 2Т в ст. 2Т	
ПС 110 кВ Вяземская (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab, F		---	ШР 110 ТН 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2с 110	Uab, F		---	ШР 110 ТН 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Вяземская – Котиково (С-26)			---	ШР 110 С-26, ЗН ШР 110 С-26 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-26 в ст. 2с	
4	ВЛ 110 кВ Красицкая – Вяземская (С-28)			---	ШР 110 С-28, ЗН ШР 110 С-28 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-28 в ст. 1с	
5	СВ 110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СВ	
6	РП 110			---	РРП 110 С-28, ЗН РРП 110 С-28 в ст. С-26,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					РПИ 110 С-26, ЗН РПИ 110 С-26 в ст. С-28	
7	1Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 1Т	В 110 1Т, ТР 110 1Т, ЗН ТР 110 1с в ст. В	
8	2Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 2Т	В 110 2Т, ТР 110 2Т, ЗН ТР 110 2с в ст. В	
ПС 110 кВ Гайтер (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab, F		---	ШР 110 ТН 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2с 110	Uab, F		---	ШР 110 ТН 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель (С-121)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-121	В 110 С-121, ОШР 110 С-121, ЗН ОШР 110 С-121 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-121 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-121, ЗН ЛР 110 С-121 в ст. В, ШР 110 С-121, ЗН ШР 110 С-121 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Гайтер (С-123)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-123	В 110 С-123, ОШР 110 С-123, ЗН ОШР 110 С-123 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-123 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-123, ЗН ЛР 110 С-123 в ст. В, ШР 110 С-123, ЗН ШР 110 С-123 в ст. В	
5	ОСВ 110	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОСВ 110	ОСВ 110, ОШР 110 ОСВ, ЗН ОШР 110 ОСВ в ст. ОСВ, ШР 110 2с ОСВ, ЗН ШР 110 2с ОСВ в ст. ОСВ, ЗН ШР 110 2с ОСВ в ст. 2с, ШР 110 1с ОСВ, ЗН ШР 110 1с ОСВ в ст. ОСВ, ЗН ШР 110 1с ОСВ в ст. 1с	
6	1Т ввод 110 кВ			В 110 1Т	В 110 1Т, ОШР 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, ЗН ОШР 110 1Т в ст. ОСШ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					3Н ОШР 110 1Т в ст. 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст.В, 3Н ТР 110 1Т в ст. 1Т, 3Н ТР 110 1Т в ст. В	
7	2Т ввод 110 кВ			В 110 2Т	В 110 2Т, ОШР 110 2Т, ШР 110 2Т, ТР 110 2Т, 3Н ОШР 110 2Т в ст. ОСШ, 3Н ОШР 110 2Т в ст. 2Т, 3Н ШР 110 2Т в ст. В, 3Н ТР 110 2Т в ст. 2Т, 3Н ТР 110 2Т в ст. В	
ПС 110 кВ ГВФ (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 1ТН в ст. ТН	ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 1ТН в ст. ТН	
2	2с 110	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F	ШР 110 ТН 2с, 3Н ШР 110 2ТН в ст. ТН	ШР 110 ТН 2с, 3Н ШР 110 2ТН в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – ГВФ (С-45)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-45, ЛР 110 С-45, 3Н ЛР 110 С-45 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-45 в ст. В, ШР 110 С-45, 3Н ШР 110 С-45 в ст. В	В 110 С-45, ЛР 110 С-45, 3Н ЛР 110 С-45 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-45 в ст. В, ШР 110 С-45, 3Н ШР 110 С-45 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ ГВФ – РЦ (С-46)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-46, ЛР 110 С-46, 3Н ЛР 110 С-46 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-46 в ст. В, ШР 110 С-46, 3Н ШР 110 С-46 в ст. В	В 110 С-46, ЛР 110 С-46, 3Н ЛР 110 С-46 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-46 в ст. В, ШР 110 С-46, 3Н ШР 110 С-46 в ст. В	
5	СВ 110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110, СР 110 1с, 3Н СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ	СВ 110, СР 110 1с, 3Н СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ	
6	1Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР 110 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст. 1с, 3Н ШР 110 1Т в ст. В, ТР 110 1Т, 3Н ТР 110 1Т в ст. В, 3Н ТР 110 1Т в ст. 1Т	
7	2Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, 3Н ШР 110 2Т в ст. 2с, 3Н ШР 110 2Т в ст. В, ТР 110 2Т,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН ТР 110 2Т в ст. В, ЗН ТР 110 2Т в ст. 2Т	
8	3Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 3Т 1с, В 110 3Т 2с	В 110 3Т 1с, В 110 3Т 2с, ТР 110 3Т 1с, ТР 110 3Т 2с, ШР 110 3Т 1с, ШР 110 3Т 2с, ЗН ТР 110 3Т 1с в ст.3Т, ЗН ТР 110 3Т 1с в ст.В, ЗН ТР 110 3Т 2с в ст.3Т, ЗН ТР 110 3Т 2с в ст.В, ЗН ШР 110 3Т 1с в ст. В, ЗН ШР 110 3Т 1с в ст. 1с, ЗН ШР 110 3Т 2с в ст.В, ЗН ШР 110 3Т 2с в ст. 2с	
ПС 110 кВ Городская (Приоритет: 3)						
1	КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7)	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум	В 110 С-7, ШР В 110 С-7, ЛР 110 С-7	В 110 С-7, ШР В 110 С-7, ЛР 110 С-7, ЗН ЛР 110 С-7 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-7 в ст. В, ЗН ШР В 110 С-7 в ст. В	
2	КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8)	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум	В 110 С-8, ШР В 110 С-8, ЛР 110 С-8	В 110 С-8, ШР В 110 С-8, ЛР 110 С-8, ЗН ЛР 110 С-8 в ст.ВЛ, ЗН ЛР 110 С-8 в ст.В, ЗН ШР В 110 С-8 в ст.В	
3	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic		СВ 110, СР 110 1с, СР 110 2с	СВ 110, СР 110 1с, СР 110 2с, ЗН СР 110 1с в ст.СВ, ЗН СР 110 2с в ст. СВ, ЗН 110 1с в ст. 1с, ЗН 110 2с в ст. 2с	
4	1Т ввод 110 кВ			ШР 110 1Т	ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1с, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1Т	
5	2Т ввод 110 кВ			ШР 110 2Т	ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2с, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2Т	
ПС 110 кВ Гродеково (Приоритет: 2)						
1	2с 110			---	ШР 110 ТН 110 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с	
2	ВЛ 110 кВ Корфовская – Гродеково (С-25)			---	ЛР 110 С-25, ЗН ЛР 110 С-25 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-25 в ст. 2с	
3	ВЛ 110 кВ Гродеково – Хор (С-27)			---	ЛР 110 С-27, ЗН ЛР 110 С-27 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-27 в ст. 1с	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	СВ 110, СР 110 1с, 3Н СР 110 1с в ст. 1с, 3Н СР 110 1с в ст. СВ 110, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ 110	
5	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ОД 110 1Т, ШР 110 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст. 1с, 3Н ШР 110 1Т в ст. 1Т	
6	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ОД 110 2Т, ШР 110 2Т, 3Н ШР 110 2Т в ст. 2с, 3Н ШР 110 2Т в ст. 2Т	
** ПС 110 кВ К (Приоритет: 1)						
1	1СШ 110	Uab, Ubc, Uca	Uab, Ubc, Uca, F	---	1ШР 110 1ТН, 3Н 1ШР 110 1ТН в ст. ТН, 3Н 1ШР 110 1ТН в ст. 1СШ	
2	2СШ 110	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	2ШР 110 2ТН, 3Н 2ШР 110 2ТН в ст. ТН, 3Н 2ШР 110 2ТН в ст. 2СШ	
3	ВЛ 110 кВ К – Кедровая (С-73)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-73	В 110 С-73, ЛР 110 С-73, 3Н ЛР 110 С-73 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-73 в ст. В, 1ШР 110 С-73, 3Н 1ШР 110 С-73 в ст. В, 2ШР 110 С-73, 3Н 2ШР 110 С-73 в ст. В, ОШР 110 С-73, 3Н ОШР 110 С-73 в ст. ВЛ	
4	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-74	В 110 С-74, ЛР 110 С-74, 3Н ЛР 110 С-74 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-74 в ст. В, ОШР 110 С-74, 2ШР 110 С-74, 1ШР 110 С-74, 3Н 1ШР 110 С-74 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – К (С-76)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-76	В 110 С-76, ЛР 110 С-76, 3Н ЛР 110 С-76 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-76 в ст. В, ОШР 110 С-76, 2ШР 110 С-76, 1ШР 110 С-76, 3Н 1ШР 110 С-76 в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ К – ГПП-1 с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-77)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-77	В 110 С-77, ОШР 110 С-77, 2ШР 110 С-77, 1ШР 110 С-77, 3Н 1ШР 110 С-77 в ст. В, ЛР 110 С-77, 3Н ЛР 110 С-77 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-77 в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ К – ГПП-1 с отпайкой на ПС ГПП-2 (С-78)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-78	В 110 С-78, ОШР 110 С-78, 2ШР 110 С-78, 1ШР 110 С-78, 3Н 1ШР 110 С-78 в ст. В, ЛР 110 С-78, 3Н ЛР 110 С-78 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-78 в ст. В	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
8	ВЛ 110 кВ К – Стройдвор (С-79)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-79	В 110 С-79, ОШР 110 С-79, 2ШР 110 С-79, 1ШР 110 С-79, 3Н 1ШР 110 С-79 в ст. В, ЛР 110 С-79, 3Н ЛР 110 С-79 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-79 в ст. В	
9	ВЛ 110 кВ К – Солнечная № 1 с отпайкой на ПС Ручей (С-81)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-81	В 110 С-81, ЛР 110 С-81, 3Н ЛР 110 С-81 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-81 в ст. В, ОШР 110 С-81, 2ШР 110 С-81, 1ШР 110 С-81, 3Н 1ШР 110 С-81 в ст. В	
10	ВЛ 110 кВ К – Солнечная № 2 (С-82)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-82	В 110 С-82, ЛР 110 С-82, 3Н ЛР 110 С-82 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-82 в ст. В, ОШР 110 С-82, 2ШР 110 С-82, 1ШР 110 С-82, 3Н 1ШР 110 С-82 в ст. В	
11	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-93	В 110 С-93, ЛР 110 С-93, 3Н ЛР 110 С-93 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-93 в ст. В, ОШР 110 С-93, 2ШР 110 С-93, 1ШР 110 С-93, 3Н 1ШР 110 С-93 в ст. В	
12	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 № 1 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-117)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-117	В 110 С-117, ЛР 110 С-117, 3Н ЛР 110 С-117 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-117 в ст. В, ОШР 110 С-117, 3Н ОШР 110 С-117 в ст. ВЛ, 2ШР 110 С-117, 3Н 2ШР 110 С-117 в ст. В, 1ШР 110 С-117, 3Н 1ШР 110 С-117 в ст. В	
13	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская ТЭЦ-3 № 2 с отпайкой на ПС ГПП-5 (С-118)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-118	В 110 С-118, ЛР 110 С-118, 3Н ЛР 110 С-118 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-118 в ст. В, ОШР 110 С-118, 3Н ОШР 110 С-118 в ст. ВЛ, 2ШР 110 С-118, 3Н 2ШР 110 С-118 в ст. В, 1ШР 110 С-118, 3Н 1ШР 110 С-118 в ст. В	
14	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская № 1 (С-119)	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-119	В 110 С-119, ЛР 110 С-119, 3Н ЛР 110 С-119 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-119 в ст. В, ОШР 110 С-119, 3Н ОШР 110 С-119 в ст. ВЛ, 2ШР 110 С-119, 3Н 2ШР 110 С-119 в ст. В, 1ШР 110 С-119, 3Н 1ШР 110 С-119 в ст. В	
15	ВЛ 110 кВ К – Комсомольская № 2 (С-120)	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-120	В 110 С-120, ЛР 110 С-120, 3Н ЛР 110 С-120 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-120 в ст. В, ОШР 110 С-120, 2ШР 110 С-120,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН 2ШР 110 С-120 в ст. В, 1ШР 110 С-120, ЗН 1ШР 110 С-120 в ст. В	
16	ОВ 110	Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОВ 110	ОВ 110, ОШР 110 ОВ, ЗН ОШР 110 ОВ в ст. ОСШ, ЗН ОШР 110 ОВ в ст. ОВ, 2ШР 110 ОВ, 1ШР 110 ОВ, ЗН 1ШР 110 ОВ в ст. ОВ	
17	ШСВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, 2ШР 110 ШСВ, ЗН 2ШР 110 ШСВ в ст. ШСВ, 1ШР 110 ШСВ, ЗН 1ШР 110 ШСВ в ст. ШСВ	
18	1Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, 1ШР 110 1Т, 2ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, ОШР 110 1Т, ЗН 1ШР 110 1Т в ст. В, ЗН ТР 110 1Т в ст. В, ЗН ТР 110 1Т в ст. 1Т	
19	фидер 6 кВ № 7	Ib	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 12	Ib	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 14	Ib	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 16	Ib	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 17	Ib	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 18	Ib	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 23	Ib	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Картель (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст.1с, ЗН ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2с 110	Uab	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. 2с, ЗН ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ К – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-74)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-74	В 110 С-74, ЛР 110 С-74, ЗН ЛР 110 С-74 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-74 в ст.В, ШР 110 С-74, ЗН ШР 110 С-74 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Картель – Селихино (С-99)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-99	В 110 С-99, ЛР 110 С-99, ЗН ЛР 110 С-99 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-99 в ст.В, ШР 110 С-99, ЗН ШР 110 С-99 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Гайтер – Картель с отпайкой на ПС Пивань (С-121)	Рсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-121	В 110 С-121, ЛР 110 С-121, ЗН ЛР 110 С-121 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-121 в ст. В, ШР 110 С-121, ЗН ШР 110 С-121 в ст. В	
6	СВ-110	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст.СВ, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст.СВ	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
7	1Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст.В, 3Н ТР 110 1Т в ст. В	
8	2Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, ТР 110 2Т, 3Н ШР 110 2Т в ст. В, 3Н ТР 110 2Т в ст. В	
ПС 110 кВ КАФ (Приоритет: 3)						
1	фидер 6 кВ № 6	Ib	Рсум			ОН
2	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
3	фидер 6 кВ № 17	Ib	Рсум			ОН
4	фидер 6 кВ № 19	Ib	Рсум			ОН
5	фидер 6 кВ № 20	Ib	Рсум			ОН
6	фидер 6 кВ № 22	Ib	Рсум			ОН
7	фидер 6 кВ № 23	Ib	Рсум			ОН
8	фидер 6 кВ № 25	---	Рсум			ОН
9	фидер 6 кВ № 26	Ib	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 28	---	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 35	Ib	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 37	Ib	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 38	Ib	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 41	Ib	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 42	Ib	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 43	---	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 44	Ib	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 46	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Корфовская (Приоритет: 1) **						
1	1с 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. ТН, СР 110 1с, 3Н СР 110 1с в ст. 1с	
2	2с 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2с, 3Н ШР 110 ТН 2с в ст.2с, 3Н ШР 110 ТН 2с в ст. ТН, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СР 1с	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-5	В 110 С-5, ЛР 110 С-5, 3Н ЛР 110 С-5 в ст. В,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ОШР 110 С-5, ЗН ОШР 110 С-5 в ст. ВЛ, ШР 110 С-5, ЗН ШР 110 С-5 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-6	В 110 С-6, ЛР 110 С-6, ЗН ЛР 110 С-6 в ст. В, ОШР 110 С-6, ЗН ОШР 110 С-6 в ст. ВЛ, ШР 110 С-6, ЗН ШР 110 С-6 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Корфовская – Хехцир (С-23)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-23	В 110 С-23, ЛР 110 С-23, ЗН ЛР 110 С-23 в ст.В, ОШР 110 С-23, ЗН ОШР 110 С-23 в ст. ВЛ, ШР 110 С-23, ЗН ШР 110 С-23 в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ Корфовская – Гродеково (С-25)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-25	В 110 С-25, ЛР 110 С-25, ЗН ЛР 110 С-25 в ст.В, ОШР 110 С-25, ЗН ОШР 110 С-25 в ст. ВЛ, ШР 110 С-25, ЗН ШР 110 С-25 в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ Корфовская – Осиновая речка (С-40)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-40	В 110 С-40, ЛР 110 С-40, ЗН ЛР 110 С-40 в ст.В, ОШР 110 С-40, ЗН ОШР 110 С-40 в ст. ВЛ0, ШР 110 С-40, ЗН ШР 110 С-40 в ст. В	ОН
8	ОВ-110	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОВ 110	ОВ 110, ОШР 110 ОВ, ЗН ОШР 110 ОВ в ст. ОСШ, ЗН ОШР 110 ОВ в ст. ОВ, ШР 110 ОВ, ЗН ШР 110 ОВ в ст. ОВ	
9	1Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст.В, ЗР 110 1Т	
10	2Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст.В, ЗР 110 2Т	
11	ВЛ 35 кВ Корфовская – Карьер (Т-41)	Ib	Рсум			ОН
12	фидер 10 кВ № 7	Ib	Рсум			ОН
13	фидер 10 кВ № 8	Ib	Рсум			ОН
14	фидер 10 кВ № 9	Ib	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
15	фидер 10 кВ № 13	Ib	Рсум			ОН
16	фидер 10 кВ № 15	Ib	Рсум			ОН
17	фидер 10 кВ № 17	Ib	Рсум			ОН
18	фидер 10 кВ № 22	Ib	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Котиково (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab				
2	2с 110	Uab				
3	ВЛ 110 кВ Вяземская – Котиково (С-26)			---	ШР 110 С-26, ЗН ШР 110 С-26 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-26 в ст. 1с	
4	ВЛ 110 кВ Котиково – Лермонтовка (С-31)			---	ШР 110 С-31, ЗН ШР 110 С-31 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-31 в ст. 2с	
5	СВ 110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СВ 110, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СВ 110	
6	РП 110			---	РРП 110 1с, ЗН РРП-110 1с в ст. С-31, РРП 110 2с, ЗН РРП-110 2с в ст. С-26	
7	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1с, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1Т, ОД 110 1Т	
8	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2с, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2Т, ОД 110 2Т	
ПС 110 кВ Красицкая (Приоритет: 3)						
1	1С 110	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
2	2С 110	Uab, Ubc, Uca, F	Uab, Ubc, Uca, F			
3	ВЛ 110 кВ Красицкая – Вяземская (С-28)			---	ШР 110 С-28, ЗН ШР 110 С-28 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-28 в ст. 2с	
4	ВЛ 110 кВ Хор – Красицкая с отпайкой на ПС Дормидонтовка (С-29)			---	ШР 110 С-29, ЗН ШР 110 С-29 в ст. ВЛ, ЗН ШР 110 С-29 в ст. 1с	
5	СВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СВ	
6	РП 110			---	РРП 110 1с, ЗН РРП 110 1с в ст. С-28, РРП 110 2с, ЗН РРП 110 2с в ст. С-29	
7	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 1Т	ОД 110 1Т, ЗН ОД 110 1Т в ст. 1Т	
8	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 2Т	ОД 110 2Т, ЗН ОД 110 2Т в ст. 2Т	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 110 кВ Лермонтовка (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 110 кВ Котиково – Лермонтовка (С-31)			---	ЛР 110 С-31, ЗН ЛР С-31 в ст. ВЛ	
2	ВЛ 110 кВ Лермонтовка – Бикин (С-32)			---	ЛР 110 С-32, ЗН ЛР С-32 в ст. ВЛ	
3	СВ 110	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СВ	
4	РП 110			---	СР 110 РП, ЗН СР 110 РП в ст. 1с, ЗН СР 110 РП в ст. 2с, ШР 110 1с ТН, ЗН ШР 110 1с в ст. ТН 110 1с, ШР 110 2с ТН, ЗН ШР 110 2с в ст. ТН 110 2с	
5	1Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 1Т	ОД 110 1Т, ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1с, ЗН ШР 110 1Т в ст. 1Т	
6	2Т ввод 110 кВ	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 2Т	ОД 110 2Т, ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2с, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2Т	
ПС 110 кВ МЖК (Приоритет: 3)						
1	1с 110			---	СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СР 110 2с	
2	2с 110			---	СР 110 2с	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 1 с отпайками (С-5)			---	ЛР 110 С-5, ЗН ЛР 110 С-5 в ст.ВЛ, ЗН ЛР 110 С-5 в ст. 2с	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская № 2 с отпайками (С-6)			---	ЛР 110 С-6, ЗН ЛР 110 С-6 в ст.ВЛ, ЗН ЛР 110 С-6 в ст. 1с	
5	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум	---	ОД 110 1Т	
6	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум	---	ОД 110 2Т	
ПС 110 кВ НПЗ (Приоритет: 3)						
1	1СШ 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст. 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст. ТН	
2	2СШ 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст. 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст. ТН, ШР ТН 110 ОСШ	
3	КВЛ 110 кВ РЦ – НПЗ с отпайкой	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-15	В 110 С-15, ШР В 110 С-15 ОСШ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
	на ПС НПЗ-2 (С-15)				ЗН ШР 110 ОСШ в ст. ВЛ, ЛР 110 С-15, ЗН ЛР 110 С-15 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-15 в ст. В, ШР В 110 С-15 2СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-15 2СШ в ст. В, ШР В 110 С-15 1СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-15 1СШ в ст. В	
4	КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – НПЗ с отпайкой на ПС НПЗ-2 (С-16)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-16	В 110 С-16, ШР В 110 С-16 ОСШ, ЗН ШР 110 ОСШ в ст. ВЛ, ЛР 110 С-16, ЗН ЛР 110 С-16 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-16 в ст. В, ШР В 110 С-16 2СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-16 2СШ в ст. В, ШР В 110 С-16 1СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-16 1СШ в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ ХЭС – НПЗ (С-41)	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-41	В 110 С-41, ШР В 110 С-41 ОСШ, ЗН ШР 110 ОСШ в ст. ВЛ, ЛР 110 С-41, ЗН ЛР 110 С-41 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-41 в ст. В, ШР В 110 С-41 2СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-41 2СШ в ст. В, ШР В 110 С-41 1СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-41 1СШ в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ ХЭС – НПЗ (С-42)	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-42	В 110 С-42, ШР В 110 С-42 ОСШ, ЗН ШР 110 ОСШ в ст. ВЛ, ЛР 110 С-42, ЗН ЛР 110 С-42 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-42 в ст. В, ШР В 110 С-42 2СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-42 2СШ в ст. В, ШР В 110 С-42 1СШ, ЗН ШР 110 В 110 С-42 1СШ в ст. В	
7	ОВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОВ 110	ОВ 110, ШР ОВ 110 ОСШ, ЗН ШР 110 ОСШ в ст. ОСШ, ШР ОВ 110 2СШ, ЗН ШР ОВ 110 2СШ в ст. ОВ, ШР ОВ 110 1СШ, ЗН ШР ОВ 110 1СШ в ст. ОВ	
8	ШСВ 110	Рсум, Qсум, Ia, Ic	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, ШР ШСВ 110 1СШ, ШР ШСВ 110 2СШ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					3Н ШР ШСВ 1СШ в ст. ШСВ, 3Н ШР ШСВ 2СШ в ст. ШСВ	
9	1Т ввод 110 кВ	----	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР В 110 1Т ОСШ, ШР В 110 1Т 1СШ, ШР В 110 1Т 2СШ, ТР 110 1Т, 3Н ШР В 110 1Т 2СШ в ст. В, 3Н ШР В 110 1Т 1СШ в ст. В, 3Н ТР 110 1Т в ст. 1Т, 3Н ТР 110 1Т в ст. В, 3Н ШР 110 ОСШ в ст. 1Т	
10	2Т ввод 110 кВ	----	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР В 110 2Т ОСШ, ШР В 110 2Т 1СШ, ШР В 110 2Т 2СШ, ТР 110 2Т, 3Н ШР В 110 2Т 2СШ в ст. В, 3Н ШР В 110 2Т 1СШ в ст. В, 3Н ТР 110 2Т в ст. 2Т, 3Н ТР 110 2Т в ст. В 110 2Т	
11	фидер 6 кВ № 2	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 11	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 22	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 32	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 34	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 35	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 50	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 52	Рсум	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Привокзальная (Приоритет: 3)						
1	1с 110	Uab		---	ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2с 110			---	ШР 110 ОПН 2с, 3Н ШР 110 ОПН 2с в ст. 2с, 3Н ШР 110 ОПН 2с в ст. ОПН	
3	ВЛ 110 кВ Комсомольская ТЭЦ-1 – Привокзальная (С-75)			---	ЛР 110 С-75, 3Н ЛР 110 С-75 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-75 в ст. 1с	
4	ВЛ 110 кВ К – Привокзальная (С-93)			---	ЛР 110 С-93, 3Н ЛР 110 С-93 в ст. ВЛ	
5	СВ 110	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, 3Н СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ	
6	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР 110 1Т,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					3Н ШР 110 1Т в ст. В	
7	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, 3Н ШР 110 2Т в ст. В	
ПС 110 кВ СМР						
1	1с 110	Uab, F		ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	ШР 110 ТН 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. 1с, 3Н ШР 110 ТН 1с в ст. ТН	
2	2с 110	Uab, F		ШР 110 ТН 2с, 3Н ШР 110 ТН 2св ст. 2с, 3Н ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	ШР 110 ТН 2с, 3Н ШР 110 ТН 2св ст. 2с, 3Н ШР 110 ТН 2с в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ № 1 с отпайками (С-17)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум	В 110 С-17, ЛР 110 С-17, 3Н ЛР 110 С-17 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-17 в ст. В, ШР 110 В С-17, 3Н ШР 110 С-17 в ст. В	В 110 С-17, ЛР 110 С-17, 3Н ЛР 110 С-17 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-17 в ст. В, ШР 110 В С-17, 3Н ШР 110 С-17 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-3 – РЦ № 2 с отпайками (С-18)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум	В 110 С-18, ЛР 110 С-18, 3Н ЛР 110 С-18 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-18 в ст. В, ШР 110 В С-18, 3Н ШР 110 С-18 в ст. В	В 110 С-18, ЛР 110 С-18, 3Н ЛР 110 С-18 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-18 в ст. В, ШР 110 В С-18, 3Н ШР 110 С-18 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ СМР – КАФ № 1 (С-21)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум	В 110 С-21, ЛР 110 С-21, 3Н ЛР 110 С-21 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-21 в ст. В, ШР 110 С-21, 3Н ШР 110 С-21 в ст. В	В 110 С-21, ЛР 110 С-21, 3Н ЛР 110 С-21 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-21 в ст. В, ШР 110 С-21, 3Н ШР 110 С-21 в ст. В	
6	ВЛ 110 кВ СМР – КАФ № 2 (С-22)	Рсум, Qсум, Ia	Рсум	В 110 С-22, ЛР 110 С-22, 3Н ЛР 110 С-22 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-22 в ст. В, ШР 110 С-22, 3Н ШР 110 С-22 в ст. В	В 110 С-22, ЛР 110 С-22, 3Н ЛР 110 С-22 в ст. ВЛ, 3Н ЛР 110 С-22 в ст. В, ШР 110 С-22, 3Н ШР 110 С-22 в ст. В	
7	СВ 110			СВ 110, 3Н СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 1с, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ	СВ 110, 3Н СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 1с, СР 110 2с, 3Н СР 110 2с в ст. СВ	
8	1Т ввод 110 кВ			В 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст. В, 3Н ТР 110 1Т в ст. В,	В 110 1Т, ШР 110 1Т, ТР 110 1Т, 3Н ШР 110 1Т в ст. В, 3Н ТР 110 1Т в ст. В,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
				ЗН ТР 110 1Т в ст. 1Т	ЗН ТР 110 1Т в ст. 1Т	
9	2Т ввод 110 кВ			В 110 2Т, ШР 110 2Т, ТР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. В, ЗН ТР110 2Т в ст. В, ЗН ТР 110 2Т в ст. 2Т	В 110 2Т, ШР 110 2Т, ТР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. В, ЗН ТР110 2Т в ст. В, ЗН ТР 110 2Т в ст. 2Т	
10	фидер 6 кВ № 102	Рсум	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 103	Рсум	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 105	Рсум	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 106	Рсум	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 113	Рсум	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 115	Рсум	Рсум			ОН
16	фидер 6 кВ № 117	Рсум	Рсум			ОН
17	фидер 6 кВ № 118	Рсум	Рсум			ОН
18	фидер 6 кВ № 119	Рсум	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 120	Рсум	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 121	Рсум	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 122	Рсум	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 123	Рсум	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 204	Рсум	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 205	Рсум	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 206	Рсум	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 207	Рсум	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 209	Рсум	Рсум			ОН
28	фидер 6 кВ № 211	Рсум	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 216	Рсум	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 218	Рсум	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 219	Рсум	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 220	Рсум	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 221	Рсум	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 223	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Солнечная						
1	фидер 6 кВ № 16	Рсум	Рсум			ОН
2	фидер 6 кВ № 20	Рсум	Рсум			ОН
3	фидер 6 кВ № 22	Рсум	Рсум			ОН
4	фидер 6 кВ № 24	Рсум	Рсум			ОН
ПС 110 кВ Хор (Приоритет: 3)						

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
1	1с 110			---	СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СР 110 2с	
2	2с 110	Uab, F		---	СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СР 110 1с, ШР 110 ТН 110, ЗН ШР 110 ТН 2с	
3	ВЛ 110 кВ Гродеково – Хор (С-27)	---		---	ЛР 110 С-27, ЗН ЛР 110 С-27 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-27 в ст. 1с	
4	ВЛ 110 кВ Хор – Красицкая с отпайкой на ПС Дормидонтовка (С-29)	Рсум, Qсум	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-29	В 110 С-29, ЛР 110 С-29, ЗН ЛР 110 С-29 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-29 в ст. В, ШР 110 С-29	
5	1Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 1Т	ОД 110 1Т, ЗН ШМ 110 1Т	
6	2Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОД 110 2Т	ОД 110 2Т, ЗН ШМ 110 2Т	
ПС 110 кВ Хурба (Приоритет: 1)						
1	ВЛ 110 кВ Амурская ТЭЦ-1 – Хурба (С-72)	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 С-72, ЗН ЛР 110 С-72 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-72 в ст. 1с	
2	ВЛ 110 кВ Комсомольская – Хурба (С-94)	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	---	ЛР 110 С-94, ЗН ЛР 110 С-94 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-94 в ст. 2с	
3	СВ 110	---	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	СВ 110	СВ 110, СР 110 1с, ЗН СР 110 1с в ст. СВ, СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СВ	
4	1Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 1Т, ШР 110 1Т, ЗН ШР 110 1Т в ст. ОД	
5	2Т ввод 110 кВ	---	Рсум, Qсум, Ib	---	ОД 110 2Т, ШР 110 2Т, ЗН ШР 110 2Т в ст. ОД, ЗН ШР 110 2Т в ст. 2с	
ПС 110 кВ Ц (Приоритет: 2)						
1	1с 110			---	СР 110 1с	
2	2с 110			---	СР 110 2с, ЗН СР 110 2с в ст. СР 110 1с	
3	КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 1 с отпайками (С-7)			---	ЛР 110 С-7, ЗН ЛР 110 С-7 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-7 в ст. 1с	
4	КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ № 2 с отпайками (С-8)			---	ЛР 110 С-8, ЗН ЛР 110 С-8 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-8 в ст. 2с	
5	1Т ввод 110 кВ	Рсум	Рсум,	В 110 1Т	В 110 1Т, ШР В 110 1Т, ЗН ШР В 110 1Т в ст. В, ТР 110 1Т, ЗН ТР 110 1Т в ст. В, ЗН ТР 110 1Т в ст. 1Т	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
6	2Т ввод 110 кВ	Рсум	Рсум	В 110 2Т	В 110 2Т, ШР В 110 2Т, ЗН ШР В 110 2Т в ст. В, ТР 110 2Т, ЗН ТР 110 2Т в ст. В, ЗН ТР 110 2Т в ст. 2Т	
** ПС 110 кВ Южная (Приоритет: 1)						
1	1СШ 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст. 1СШ, ЗН ШР 110 ТН 1СШ в ст. ТН	
2	2СШ 110	Uab, F	Uab, Ubc, Uca, F	---	ШР 110 ТН 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст. 2СШ, ЗН ШР 110 ТН 2СШ в ст. ТН	
3	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 1 (С-1)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-1	В 110 С-1, ОШР 110 С-1, ЗН ОШР 110 С-1 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-1, ЗН ЛР 110 С-1 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-1 в ст. В, 1ШР 110 С-1, ЗН 1ШР 110 С-1 в ст. В, 2ШР В 110 С-1, ЗН 2ШР 110 С-1 в ст. В	
4	ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная № 2 (С-2)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-2	В 110 С-2, ОШР 110 С-2, ЗН ОШР 110 С-2 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-2, ЗН ЛР 110 С-2 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-2 в ст. В, 1ШР 110 С-2, ЗН 1ШР 110 С-2 в ст. В, 2ШР 110 С-2, ЗН 2ШР 110 С-2 в ст. В	
5	ВЛ 110 кВ Южная – ЗАК (С-9)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-9	В 110 С-9, ОШР 110 С-9, ЗН ОШР 110 С-9 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-9, ЗН ЛР 110 С-9 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-9 в ст. В, 1ШР 110 С-9, ЗН 1ШР 110 С-9 в ст. В, 2ШР 110 С-9, ЗН 2ШР 110 С-9 в ст. В	ОН
6	ВЛ 110 кВ Южная – ЗАК (С-10)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-10	В 110 С-10, ОШР 110 С-10, ЗН ОШР 110 С-10 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-10, ЗН ЛР 110 С-10 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-10 в ст. В, 1ШР 110 С-10, ЗН 1ШР 110 С-10 в ст. В, 2ШР 110 С-10,	ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН 2ШР 110 С-10 в ст. В	
7	ВЛ 110 кВ Южная – Бройлерная-2 с отпайками (С-11)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-11	В 110 С-11, ОШР 110 С-11, ЗН ОШР 110 С-11 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-11, ЗН ЛР 110 С-11 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-11 в ст. В, 1ШР 110 С-11, ЗН 1ШР 110 С-11 в ст. В, 2ШР 110 С-11, ЗН 2ШР 110 С-11 в ст. В	ОН
8	ВЛ 110 кВ Южная – Бройлерная-2 с отпайками (С-12)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-12	В 110 С-12, ОШР 110 С-12, ЗН ОШР 110 С-12 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-12, ЗН ЛР 110 С-12 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-12 в ст. В, 1ШР 110 С-12, ЗН 1ШР 110 С-12 в ст. В, 2ШР 110 С-12, ЗН 2ШР 110 С-12 в ст. В	ОН
9	ВЛ 110 кВ Южная – Хехцир № 1 (С-13)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-13	В 110 С-13, ОШР 110 С-13, ЗН ОШР 110 С-13 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-13, ЗН ЛР 110 С-13 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-13 в ст. В, 1ШР 110 С-13, ЗН 1ШР 110 С-13 в ст. В, 2ШР 110 С-13, ЗН 2ШР 110 С-13 в ст. В	
10	ВЛ 110 кВ Южная – Хехцир № 2 (С-14)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-14	В 110 С-14, ОШР 110 С-14, ЗН ОШР 110 С-14 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-14, ЗН ЛР 110 С-14 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-14 в ст. В, 1ШР 110 С-14, ЗН 1ШР 110 С-14 в ст. В, 2ШР 110 С-14, ЗН 2ШР 110 С-14 в ст. В	
11	ВЛ 110 кВ Южная – Тяговая (С-19)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-19	В 110 С-19, ОШР 110 С-19, ЗН ОШР 110 С-19 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-19, ЗН ЛР 110 С-19 в ст. ВЛ, ЗН ЛР 110 С-19 в ст. В, 1ШР 110 С-19, ЗН 1ШР 110 С-19 в ст. В, 2ШР 110 С-19, ЗН 2ШР 110 С-19 в ст. В	
12	ВЛ 110 кВ Южная – Тяговая (С-20)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	В 110 С-20	В 110 С-20, ОШР 110 С-20, ЗН ОШР 110 С-20 в ст. ВЛ, ЛР 110 С-20, ЗН ЛР 110 С-20 в ст. ВЛ,	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
					ЗН ЛР 110 С-20 в ст. В, 1ШР 110 С-20, 3Н 1ШР 110 С-20 в ст. В, 2ШР 110 С-20, 3Н 2ШР 110 С-20 в ст. В	
13	1Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 1Т	В 110 1Т, 1ШР 110 1Т, 3Н 1ШР 110 1Т в ст. В, 2ШР 110 1Т, 3Н 2ШР 110 1Т в ст. В, ОШР 110 1Т, 3Н ОШР 110 1Т в ст. 1Т, ТР 110 1Т, 3Н ТР 110 1Т в ст. 1Т, 3Н ТР 110 1Т в ст. В	
14	2Т ввод 110 кВ	Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 110 2Т	В 110 2Т, 1ШР 110 2Т, 3Н 1ШР 110 2Т в ст. В, 2ШР 110 2Т, 3Н 2ШР 110 2Т в ст. В, ОШР 110 2Т, 3Н ОШР 110 2Т в ст. 2Т, ТР 110 2Т, 3Н ТР 110 2Т в ст. 2Т, 3Н ТР 110 2Т в ст. В	
15	ОВ 110	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ОВ 110	ОВ 110, ОШР 110 ОВ, 3Н ОШР 110 ОВ в ст. ОСШ, 3Н ШР 110 ОВ в ст. ОВ, 2ШР 110 ОВ, 3Н 2ШР 110 ОВ в ст. ОВ, 1ШР 110 ОВ, 3Н 1ШР 110 ОВ в ст. ОВ	
16	ШСВ 110	Ib	Рсум, Qсум, Ia, Ib, Ic	ШСВ 110	ШСВ 110, 1ШР 110 ШСВ, 3Н 1ШР 110 ШСВ в ст. ШСВ, 2ШР 110 ШСВ, 3Н 2ШР 110 ШСВ в ст. ШСВ	
17	ВЛ 35 кВ Южная – Оч. сооружения с отпайкой на ПС Некрасовка (Т-42)	Ib	Рсум			ОН
18	ВЛ 35 кВ Южная – Ракитное (Т-47)	Ib	Рсум			ОН
19	фидер 6 кВ № 2	---	Рсум			ОН
20	фидер 6 кВ № 4	---	Рсум			ОН
21	фидер 6 кВ № 6	---	Рсум			ОН
22	фидер 6 кВ № 8	---	Рсум			ОН
23	фидер 6 кВ № 11	---	Рсум			ОН
24	фидер 6 кВ № 12	---	Рсум			ОН
25	фидер 6 кВ № 13	---	Рсум			ОН
26	фидер 6 кВ № 14	---	Рсум			ОН
27	фидер 6 кВ № 15	---	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
28	фидер 6 кВ № 17	---	Рсум			ОН
29	фидер 6 кВ № 18	---	Рсум			ОН
30	фидер 6 кВ № 19	---	Рсум			ОН
31	фидер 6 кВ № 20	---	Рсум			ОН
32	фидер 6 кВ № 21	Ib	Рсум			ОН
33	фидер 6 кВ № 22	---	Рсум			ОН
34	фидер 6 кВ № 23	---	Рсум			ОН
35	фидер 6 кВ № 24	---	Рсум			ОН
36	фидер 6 кВ № 25	Ib	Рсум			ОН
37	фидер 6 кВ № 26	---	Рсум			ОН
38	фидер 6 кВ № 28	---	Рсум			ОН
39	фидер 6 кВ № 30	---	Рсум			ОН
40	фидер 6 кВ № 35	Ib	Рсум			ОН
41	фидер 6 кВ № 36	---	Рсум			ОН
42	фидер 6 кВ № 37	---	Рсум			ОН
43	фидер 6 кВ № 38	Ib	Рсум			ОН
44	фидер 6 кВ № 39	---	Рсум			ОН
45	фидер 6 кВ № 40	---	Рсум			ОН
46	фидер 6 кВ № 41	---	Рсум			ОН
47	фидер 6 кВ № 42	---	Рсум			ОН
48	фидер 6 кВ № 43	---	Рсум			ОН
49	фидер 6 кВ № 44	---	Рсум			ОН
50	фидер 6 кВ № 45	---	Рсум			ОН
51	фидер 6 кВ № 46	---	Рсум			ОН
52	фидер 6 кВ № 47	---	Рсум			ОН
53	фидер 6 кВ № 48	---	Рсум			ОН
54	фидер 6 кВ № 50	---	Рсум			ОН
55	фидер 6 кВ № 52	---	Рсум			ОН
56	фидер 6 кВ № 54	---	Рсум			ОН
57	фидер 6 кВ № 56	---	Рсум			ОН
58	фидер 6 кВ № 60	---	Рсум			ОН
ПС 110 кВ ЮМР (Приоритет: 3)						
1	ВЛ 35 кВ ЮМР – АК с отпайкой на ПС СТ (Т-30)	Рсум	Рсум			ОН
2	ВЛ 35 кВ ЮМР – АК с отпайкой на ПС СТ (Т-31)	Рсум	Рсум			ОН
3	фидер 6 кВ № 2	Ia	Рсум			ОН

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
4	фидер 6 кВ № 2а	Ia	Рсум			ОН
5	фидер 6 кВ № 4	Ia	Рсум			ОН
6	фидер 6 кВ № 6	Ia	Рсум			ОН
7	фидер 6 кВ № 8	Ia	Рсум			ОН
8	фидер 6 кВ № 9	Ia	Рсум			ОН
9	фидер 6 кВ № 10	Ia	Рсум			ОН
10	фидер 6 кВ № 11	Ia	Рсум			ОН
11	фидер 6 кВ № 15	Ia	Рсум			ОН
12	фидер 6 кВ № 21	Ia	Рсум			ОН
13	фидер 6 кВ № 23	Ia	Рсум			ОН
14	фидер 6 кВ № 25	Ia	Рсум			ОН
15	фидер 6 кВ № 27	Ia	Рсум			ОН
ПС 35 кВ Лесозаводская (Приоритет: 3)						
1	1с 35	---	Uab			
2	2с 35	---	Uab			
3	ВЛ 35 кВ РП-4 – Лесозаводская (Т10Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т10Ф	
4	ВЛ 35 кВ Лесозаводская – Южная (Т11Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т11Ф	
5	СВ 35	---	Рсум, Qсум, Ib	---	СВ 35	
ПС 35 кВ РП-4 (Приоритет: 3)						
1	1с 35	Uab, F	Uab			
2	2с 35	Uab, F	Uab			
3	ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – РП-4 с отпайкой на ПС РП-1 (Т4Ф)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 35 Т4Ф	В 35 Т4Ф	
4	ВЛ 35 кВ РП-4 – Лесозаводская (Т10Ф)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 35 Т10Ф	В 35 Т10Ф	
5	СВ 35	---	Рсум, Qсум, Ib	СВ 35	СВ 35	
ПС 35 кВ Тишкино (Приоритет: 3)						
1	1с 35	---	Uab			
2	2с 35	---	Uab			
3	ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Тишкино с отпайкой на ПС Капитуль (Т3Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т3Ф	
4	ВЛ 35 кВ Южная – Тишкино (Т6Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т6Ф	
5	ВЛ 35 кВ Тишкино – Монгохто с отпайкой на ПС Взрывпром (Т7Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т7Ф	
6	ВЛ 35 кВ Тишкино – Ванино (Т8Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т7Ф	

№	Наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения)	Телеизмерения (ТИ)		Телесигнализация (ТС)		Примечание
		Принимаемые (факт)	Необходимые	Принимаемые (факт)	Необходимые*	
1	2	3	4	5	6	7
7	ВЛ 35 кВ Тишкино – Ванино (Т9Ф)	---	Рсум, Qсум, Ib	---	В 35 Т9Ф	
8	СВ 35	---	Рсум, Qсум, Ib	---	СВ 35	
ПС 35 кВ Южная						
1	1с-35	Uab	Uab			
2	2с-35	Uab	Uab			
3	ВЛ 35 кВ Майская ГРЭС – Южная с отпайкой на ПС РП-1 (Т5Ф)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 35 Т5Ф	В-35 Т5Ф	
4	ВЛ 35 кВ Южная – Тишкино (Т6Ф)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 35 Т6Ф	В 35 Т6Ф	
5	ВЛ 35 кВ Лесозаводская – Южная (Т11Ф)	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	В 35 Т11Ф	В 35 Т11Ф	
6	СВ-35	Рсум, Qсум, Ib	Рсум, Qсум, Ib	СВ 35	СВ 35	

* - Организация передачи в РДУ телесигнализации положения коммутационных аппаратов без дистанционного управления (разъединители, отделители, заземляющие ножи всех присоединений) выполняется при наличии технической возможности. Организацию передачи в РДУ указанной телесигнализации допускается выполнять на заключительной стадии модернизации ССПИ, а также при замене разъединителей, отделителей, заземляющих ножей на оборудование нового типа (проведении комплексной модернизации РУ).

** - По указанным ПС при проведении комплексной модернизации необходимо учесть передачу аварийно-предупредительной сигнализации в соответствующие РДУ.

2. Требования к организации обмена информацией с РДУ

2.1. Типовой состав телеинформации на подстанциях ДРСК, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации, для передачи в РДУ

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

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

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

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

2.1.5. ТИ действующего значения тока в одной фазе, перетоков активной и реактивной мощности по стороне высшего напряжения двухобмоточного трансформатора со стороны высшего напряжения 110 кВ и выше. Для трансформаторов со стороны высшего напряжения ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

2.1.6. ТИ действующих значений токов в каждой фазе, перетоков активной и реактивной мощности отдельно по каждому обходному, секционному и шиносоединительному выключателю 110 кВ и выше. Для обходных, секционных и шиносоединительных выключателей ниже 110 кВ указанные параметры передаются только по объектам диспетчеризации.

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

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

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

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

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

2.1.12. АПТС по оборудованию 110 кВ и выше подстанции ДРСК в объеме, указанном в таблице 2 настоящих технических требований.

№ п/п	Параметр АПТС	Примечание
1	Неготовность выключателя	Обобщенный сигнал о неисправностях, приводящих к блокированию управления выключателем (для выключателей ЛЭП соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление, а также СВ 110 кВ, ОВ-110 кВ)
2	Срабатывание основных РЗ ЛЭП 110 кВ	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление).
3	Срабатывание резервных РЗ ЛЭП 110 кВ	ЛЭП – сигнал по каждому устройству (с фиксацией срабатывания ступеней (зон) – для ЛЭП, соответствующих критериям отнесения ЛЭП в диспетчерское управление).
4	Срабатывание ДЗШ (ДЗОШ)	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение выключателей
5	Срабатывание УРОВ выключателя	Формируется при действии устройства (функции) РЗ на отключение смежных присоединений
6	Срабатывание устройства ПА ЛЭП 110 кВ	Сигнал срабатывания по каждому из устройств (функций): АОПО, АЛАР. Формируется при действии устройства (функции) ПА на выдачу управляющего воздействия.
7	Неисправность устройства ПА	Сигнал неисправности по каждому из следующих устройств (функций) ПА: АОПО, АЛАР. Сигнал неисправности УПАСК

2.2. Дистанционное управление

2.2.1. Перечень подстанций и перечень коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, РПН и функций устройств РЗА на них, подлежащих оснащению системой дистанционного управления, определяются индивидуально и утверждаются РДУ и ДРСК.

2.2.2. При формировании и передаче команд дистанционного управления должны быть обеспечены меры по защите информации от несанкционированного доступа.

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

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

2.3.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием автономных регистраторов аварийных событий (далее – РАС) и функций, реализуемых в микропроцессорных терминалах РЗА или в составе АСУ ТП подстанций.

2.3.2. Применение на подстанциях автономных РАС, запись, хранение и передача в РДУ информации об аварийных событиях с использованием автономных РАС должны осуществляться в соответствии с Требованиями к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики РЗА, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и

автоматики, утвержденными приказом Минэнерго России от 13.02.2019 № 101 (далее – Требования к оснащению устройствами РЗА), и положениями стандарта АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.006-2015 «Релейная защита и автоматика. Автономные регистраторы аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 24.11.2015 № 380, с изменениями, утвержденными приказом АО «СО ЕЭС» от 13.12.2017 № 310).

2.3.3. Сбор, хранение и передача информации об аварийных событиях и процессах, зафиксированной цифровыми устройствами с функциями регистрации аварийных событий, должны осуществляться в соответствии со стандартом АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.29.020.009-2016 «Релейная защита и автоматика. Автоматизированный сбор, хранение и передача в диспетчерские центры АО «СО ЕЭС» информации об аварийных событиях с объектов электроэнергетики, оснащенных цифровыми устройствами регистрации аварийных событий. Нормы и требования» (утвержден и введен в действие приказом АО «СО ЕЭС» от 30.12.2016 № 385).

2.3.4. При отсутствии цифровых средств осциллографирования информация об аварийных событиях должна представляться в РДУ по запросу в течение первого рабочего дня, следующего за днем запроса.

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

2.4. Требования к организации каналов связи с РДУ для передачи телеинформации и оперативных переговоров

2.4.1. С каждой подстанции ДРСК, оборудование и устройства которых включены в перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления, должны быть организованы два независимых канала связи в РДУ. Каналы связи должны быть организованы до узлов доступа, определенных РДУ.

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

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

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

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

2.4.5. Цифровые каналы связи должны организовываться в технологических сетях связи или в сетях связи операторов с использованием технологий коммутации каналов (TDM) и/или коммутации пакетов (IP). Каналы, организованные в сети с

коммутацией пакетов (виртуальной частной сети) должны поддерживать механизмы приоритизации трафика (QoS), гарантировать передачу оперативно-технологической информации, обеспечивать организацию маршрутизации с использованием статической и/или динамической маршрутизации (протокол граничного шлюза BGP). Настройки параметров передачи данных по пакетным сетям должны быть согласованы с РДУ.

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

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

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

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

- пропускной способности каждого канала;
- всех промежуточных узлов связи, включая узлы связи сетевой компании и узлы доступа операторов связи, через которые проходят данные каналы;
- протоколов и интерфейсов сопряжения, кратких характеристик основного каналообразующего оборудования.

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

2.4.10. При организации передачи технологической информации в стеке протоколов ТСР/IP должна быть разработана и согласована с РДУ дополнительная схема передачи информации на сетевом уровне с указанием информации об ip-адресации, организации маршрутизации и использовании сетевых трансляций.

2.4.11. Исполнительные схемы организации каналов связи и передачи информации между подстанцией и РДУ разрабатываются в бумажном и электронном виде (в графическом редакторе) и утверждаются уполномоченными лицами ДРСК РДУ. Исполнительные схемы должны по своему содержанию соответствовать требованиям, указанным в пунктах 2.4.9 и 2.4.10 настоящих Технических требований, и полностью соответствовать проектным решениям по организации канала связи, фактически реализованным на этапе пуско-наладочных и монтажных работ. На исполнительных схемах каналов связи и передачи информации также дополнительно должны быть указаны границы эксплуатационной ответственности по обслуживанию каналов связи между ДРСК, владельцами смежных объектов электроэнергетики и РДУ, определенные в соответствии с актами разграничения зон эксплуатационной ответственности.

2.5. Организация телефонной связи для оперативных переговоров

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

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

2.5.3. При организации телефонной связи для оперативных переговоров допускается использование общих каналов передачи данных с пакетной коммутацией при условии организации гарантированной полосы пропускания и использования соответствующего приоритета в обслуживании при передаче телефонного трафика по технологии VoIP.

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

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

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

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

2.6. Организация передачи телеинформации с подстанций в РДУ

2.6.1. Протокол передачи телеинформации в РДУ должен соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Допускается использовать протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 только при наличии у ДРСК обоснованных технических или иных ограничений, не позволяющих организовать обмен по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004. Реализация протоколов ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 (ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004) должна быть согласована с РДУ.

2.6.2. Методы передачи телеинформации должны соответствовать рекомендациям ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, т.е. система сбора телеинформации должна обеспечивать возможность спорадической, циклической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

2.6.3. Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

2.6.4. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков

неэлектрических величин). При неработоспособности системы единого времени метки времени при передаче телеинформации в РДУ должны иметь соответствующий признак («недействительно, IV») в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.5. Передача ТИ в РДУ должна осуществляться в инженерных единицах измеряемых величин.

2.6.6. Должна быть обеспечена возможность установки апертуры для всех передаваемых в РДУ ТИ, независимо для каждого параметра.

2.6.7. Передача в РДУ ТС положения коммутационного аппарата (КА) должна осуществляться одним обобщенным сигналом положения КА, формируемым методом одновременного получения двух сигналов от одного КА: «включен» и «отключен» соответственно, получаемых с помощью нормально замкнутого и нормального разомкнутого контактов, отнесенных к одному положению КА. При этом передача обобщенного параметра ТС должна выполняться с использованием идентификаторов типа информации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006:

- для спорадической передачи – кадр <M_DP_TB_1> 31 (двухэлементная информация с меткой времени CP56Время2а) или кадр <M_DP_TA_1> 4 (двухэлементная информация с меткой времени);

- для опроса – кадр <M_DP_NA_1> 3 (двухэлементная информация).

2.6.8. В устройствах телемеханики на подстанции должна быть обеспечена возможность реализации алгоритмов замещения и оперативного дорасчёта параметров, в том числе установка заданных (ручных) значений дежурным персоналом объекта любому передаваемому параметру, параметры, имеющие заданное (ручное) значение, должны иметь соответствующие признаки (замещения, блокировки) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.9. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации в РДУ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров) в составе ССПИ, так и информационного взаимодействия с РДУ, при этом должна быть обеспечена передачи телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера) ССПИ.

2.6.10. В тракте телеизмерений должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи или контроллеры со следующими характеристиками:

- класс точности не хуже 0,5 (для строящихся, реконструируемых объектов не хуже 0,5S);

- абсолютная погрешность измерения частоты – не более $\pm 0,01$ Гц, подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0,5 (при замене измерительных трансформаторов, новом строительстве, реконструкции объектов – не хуже 0,5S). Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации ССПИ на объекте.

2.6.11. Сбор телеинформации с измерительных преобразователей, контроллеров и датчиков (за исключением датчиков неэлектрических величин) в

объектных ССПИ должен осуществляться по протоколу, обеспечивающему передачу меток времени и кодов качества.

2.6.12. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) проектом должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

2.6.13. Должна быть обеспечена возможность контроля работоспособности контроллеров присоединений, измерительных преобразователей и устройств сбора ТС. При выявлении неработоспособности указанных устройств параметры, соответствующие отключенному (вышедшему из строя) устройству сбора, должны иметь признак недостоверности (некорректности) в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006.

2.6.14. Формуляр, включающий в себя настройки протокола, информационного обмена, перечни ТИ, ТС, АПТС, сигналов телеуправления (при наличии), должны быть согласованы с РДУ.

2.6.15. Передача телеинформации должна осуществляться в РДУ по двум независимым каналам напрямую (без промежуточной обработки), за исключением случаев, указанных в п. 2.6.18 настоящих Технических требований. При этом под промежуточной обработкой понимается любое преобразование информации на уровне прикладного протокола аппаратно-программными средствами промежуточных пунктов, находящихся в тракте передачи данных между объектом электроэнергетики и РДУ.

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

2.6.17. Суммарное время измерения и передачи телеинформации (кроме телеинформации, используемой для целей функционирования противоаварийной и режимной автоматики) с подстанций в автоматизированные системы диспетчерского управления РДУ не должно превышать двух секунд без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах РДУ.

2.6.18. До перехода на цифровые каналы связи должна быть сохранена существующая система (схема) передачи телеинформации с подстанций ДРСК в РДУ.

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

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

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

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

2.7.2. При передаче информации для функционирования противоаварийной автоматики дополнительно должны соблюдаться положения стандарта

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

2.8. Возможные отступления от технических решений по организации обмена информацией с РДУ

2.8.1. Возможные отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения, приведены в пункте 2.8.2 и в таблице 3 и действуют для следующих типов объектов электросетевого хозяйства ДРСК (далее – подстанции) с высшим классом напряжения 110 кВ:

- к которым присоединены более двух ЛЭП с двусторонним питанием (далее – узловыe подстанции);
- питаемых от ответвлений ЛЭП (далее – ответвительные подстанции);
- включенных в рассечку ЛЭП с двусторонним питанием (далее – проходные подстанции).

Таблица 3

Отступления от технических требований по организации обмена технологической информацией с ДЦ

Тип подстанции	Минимальный состав телеинформации, передаваемой с подстанции в ДЦ	Минимальные требования к каналам связи подстанции с ДЦ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС ДРСК)
Узловая подстанция, к которой присоединены только ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Отступления от технических требований, предусмотренных разделом 2 настоящего приложения не допускаются	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС ДРСК). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется
Ответвительная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции телеинформации из ЦУС ДРСК) состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.3, 2.1.7, 2.1.9, 2.1.11 настоящего приложения	Требования по передаче телеинформации ДЦ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Если обслуживание подстанции осуществляется постоянным дежурным персоналом – два канала телефонной связи для оперативных переговоров (допускается коммутирование на промежуточной АТС). Если обслуживание подстанции осуществляется ОВБ – требования по организации каналов телефонной связи для оперативных переговоров ДЦ не выставляет, диспетчерские команды и разрешения передаются через ЦУС ДРСК
Ответвительная подстанция, питаемая по ЛЭП, находящихся в	При наличии технической возможности передачи (в том числе путем ретрансляции	Требования по передаче телеинформации ДЦ выставляет только при наличии объектной ССПИ. Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется

Тип подстанции	Минимальный состав телеинформации, передаваемой с подстанции в ДЦ	Минимальные требования к каналам связи подстанции с ДЦ (при наличии канала связи между подстанциями и ЦУС ДРСК)
диспетчерском ведении ДЦ	телеинформации из ЦУС ДРСК) состав информации определяется согласно пунктам: 2.1.3, 2.1.7, 2.1.9, 2.1.11 настоящего приложения	
Проложная подстанция, к которой присоединены ЛЭП, находящиеся в диспетчерском ведении ДЦ	Обязательно выполнение требований следующих пунктов: 2.1.3, 2.1.6, 2.1.7, 2.1.8, 2.1.9, 2.1.11 настоящего приложения	Два канала передачи телеинформации (передача может осуществляться путем ретрансляции телеинформации из ЦУС ДРСК). Телефонная связь для оперативных переговоров не требуется

2.8.2. В случаях, указанных в соответствующих пунктах таблицы 3:

- Допускается коммутирование каналов связи не более чем на одной промежуточной АТС.

- Передача диспетчерских команд и диспетчерских разрешений осуществляется через оперативный персонал ЦУС ДРСК.

- Передача телеинформации по каналам связи с ДЦ может осуществляться с одной ступенью ретрансляции телеинформации из ЦУС ДРСК.

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

От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока



В.Л. Сунгуров

М.П.

От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»



Ю.А. Андреев

Аносов

Регламент взаимодействия ДЦ и ДРСК при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства ДРСК

1. Общие положения

1.1. Настоящий Регламент определяет порядок взаимодействия ДЦ и ДРСК при разработке, актуализации, согласовании, утверждении и выполнении Программы на период, соответствующий инвестиционной программе ДРСК.

1.2. По тексту настоящего Регламента используются термины, обозначения и сокращения, применяемые в тексте Соглашения и Приложении 4 к нему, а также следующие термины и обозначения:

РДУ	– Филиалы АО «СО ЕЭС»: Амурское РДУ, Приморское РДУ, Хабаровское РДУ
ОДУ	– Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока
Регламент	– настоящий Регламент взаимодействия ДЦ и ДРСК (филиалов ДРСК) при модернизации (расширении) систем сбора и передачи информации объектов электросетевого хозяйства ДРСК
ССПИ	– система сбора и передачи информации
Технические требования	– Технические требования по организации обмена информацией с РДУ, необходимой для управления электроэнергетическим режимом ЕЭС России в операционных зонах РДУ, указанные в Приложении 4 к настоящему Соглашению
Программа	– Программа модернизации и расширения ССПИ на подстанциях ДРСК
Перечень	– перечень подстанций ДРСК, находящихся в операционной зоне соответствующего РДУ, имеющих в своем составе объекты диспетчеризации и требующих модернизации (расширения) ССПИ подстанций в целях приведения их в соответствие Техническим требованиям, с указанием приоритетов по модернизации ССПИ подстанций

2. Порядок взаимодействия РДУ и филиалов ДРСК при разработке (актуализации), согласовании и утверждении программы модернизации и расширения ССПИ на подстанциях ДРСК

В целях приведения ССПИ подстанций ДРСК в соответствие с Техническими требованиями:

2.1. РДУ разрабатывает и ежегодно актуализирует для филиала ДРСК Перечень. Указанный Перечень РДУ направляет в филиал ДРСК ежегодно в срок до 31 декабря.

2.2. Филиал ДРСК в срок до 31 января года представления в установленном порядке инвестиционной программы ДРСК на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти разрабатывает (актуализирует) Программу с учетом

полученного от РДУ Перечня и направляет проект разработанной (актуализированной) Программы в электронном виде в РДУ.

2.3. РДУ в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения проекта Программы рассматривает и обеспечивает направление проекта Программы на рассмотрение в ОДУ с приложением заключения по нему в части:

- соответствия требованиям настоящего Регламента, Техническим требованиям и Перечню;
- сроков модернизации оборудования и организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации с подстанций ДРСК.

2.4. ОДУ в течение 5(пяти) рабочих дней с момента получения проекта Программы и заключения по нему от РДУ рассматривает, согласовывает (либо формирует свои замечания и предложения по его доработке) и направляет в РДУ согласованный со стороны ОДУ проект Программы (замечания и предложения по его доработке).

2.5. РДУ в течение 1 (одного) рабочего дня с момента получения согласованного проекта Программы (замечаний и предложений по его доработке) от ОДУ согласовывает и направляет проект Программы (замечания и предложения по его доработке) в филиал ДРСК.

2.6. При наличии замечаний и предложений по доработке проекта Программы филиал ДРСК в течение 10 (десяти) рабочих дней обеспечивает внесение соответствующих изменений в проект Программы и направление в РДУ в целях повторного рассмотрения и согласования проекта Программы ОДУ. Повторное рассмотрение и согласование проекта Программы в РДУ и ОДУ осуществляется в соответствии с пунктами 2.3 – 2.5 Регламента.

2.7. После утверждения Программы филиал ДРСК официальным письмом направляет копию Программы в РДУ.

2.8. ДРСК включает мероприятия по расширению (модернизации) ССПИ подстанций, предусмотренных утвержденной Программой, в инвестиционную программу, направляемую на утверждение в уполномоченный орган исполнительной власти.

3. Требования к содержанию и оформлению Программ

3.1. Программа разрабатывается (актуализируется) в соответствии с Типовой программой модернизации и расширения системы сбора и передачи информации на подстанциях ДРСК (приложение к настоящему Регламенту) в формате *.DOC (*.DOCX).

3.2. Программа разрабатывается (актуализируется) с учетом Перечня и Технических требований.

3.3. На титульном листе в наименовании Программы указывается инвестиционный период, на который составляется (актуализируется) Программа.

3.4. В таблицу 1 Программы включаются подстанции ДРСК, на которых планируется модернизация ССПИ, с указанием состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ после модернизации ССПИ.

3.5. В таблицу 2 Программы включаются подстанции ДРСК, на которых, при наличии технической возможности и из существующих ССПИ, в первоочередном порядке, дополнительно к существующему объему телеметрической информации, фактически получаемому РДУ, организуется передача дополнительного объема телеметрической информации.

3.6. В таблицу 3 Программы включаются подстанции ДРСК, на которых планируется модернизация ССПИ с указанием:

3.6.1. Фактического наличия и типа существующего оборудования и каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации.

3.6.2. Сроков модернизации оборудования и организации цифровых каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации с подстанций ДРСК и их типов.

3.6.3. Наименования инвестиционного проекта инвестиционной программы, в рамках которого планируется модернизация ССПИ подстанции (в столбце 5 «Примечание»).

3.6.4. Наименования ЦУС (ПО, ПЭС), через который осуществляется (планируется осуществление) ретрансляция (в столбце 5 «Примечание»), в случае организации каналов связи и передачи в РДУ телеметрической информации путем ретрансляции.

3.7. Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для реализации Программы, организации каналов связи для оперативных переговоров и передачи телеметрической информации с подстанций ДРСК в РДУ и требующие участия ОДУ, указываются в таблице 4 Программы.

4. Порядок взаимодействия РДУ и филиалов ДРСК при выполнении Программ

4.1. В рамках взаимодействия при выполнении Программы ОДУ (РДУ):

4.1.1. Определяет в техническом задании на проектирование ССПИ подстанции ДРСК перечень точек измерения и состав телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции ДРСК после модернизации ССПИ.

4.1.2. Согласовывает технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на расширение (модернизацию) ССПИ подстанций ДРСК и изменения к ним.

4.1.3. Принимает участие в комплексных испытаниях ССПИ подстанций ДРСК, включенных в Программу.

4.1.4. Принимает участие в работе комиссии по приемке ССПИ подстанций ДРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию.

4.2. Филиал ДРСК выполняет предусмотренные соответствующей Программой мероприятия в установленные указанной Программой сроки, в том числе:

4.2.1. В целях согласования ОДУ направляет в РДУ технические задания на проектирование, проектную и рабочую документацию на ССПИ подстанций ДРСК и проекты изменений к ним.

4.2.2. В целях согласования ОДУ направляет в РДУ программы и методики испытаний каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации, программы и методики испытаний ССПИ подстанции ДРСК.

4.2.3. Выполняет комплексные испытания ССПИ подстанций ДРСК, включенных в Программу, с участием представителей ДЦ.

4.2.4. Осуществляет приемку ССПИ подстанций ДРСК, включенных в Программу, в промышленную эксплуатацию с участием представителей ДЦ.

4.2.5. Ежегодно до 20 января года, следующего за отчетным, предоставляет в РДУ письменный отчет о выполнении Программы, утвержденной в предшествующем году.

4.3. Соответствие ССПИ подстанций ДРСК (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) согласованным ОДУ (РДУ) техническим заданиям подтверждается актом приемки ССПИ (каналов связи для оперативных переговоров и передачи в РДУ телеметрической информации) в промышленную эксплуатацию, подписанным представителем РДУ. Филиал ДРСК оформляет указанный акт и представляет его для рассмотрения и подписания ОДУ в РДУ по результатам проведения комплексных испытаний ССПИ после ее модернизации.

От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

М.П.



В.Л. Сунгуров

От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»

М.П.



Ю.А. Андрееenko

**ТИПОВАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ И РАСШИРЕНИЯ
СИСТЕМЫ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ
НА ПОДСТАНЦИЯХ ДРСК**

1. Титульный лист

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «ДРСК»

(подпись)

(Ф.И.О.)

«__» _____ 20 __ г.

**ПРОГРАММА
модернизации и расширения системы сбора и передачи информации
на подстанциях АО «ДРСК»
на период 20XX – 20XX годов.**

СОГЛАСОВАНО

Генеральный директор Филиала
АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

(подпись)

(Ф.И.О.)

«__» _____ 20 __ г.

СОГЛАСОВАНО

Директор Филиала
АО «СО ЕЭС» _____ РДУ

(подпись)

(Ф.И.О.)

«__» _____ 20 __ г.

2. Состав разделов и таблиц

Таблица 1

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

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

Примечания:

1. Все телесигналы положения ШР всех присоединений.
2. Все телесигналы положения РОСШ всех присоединений.
3. Телесигналы положения выключателя, ЛР и ЗН присоединения.

Таблица 2

**Перечень подстанций и состав дополнительной телеметрической информации,
подлежащей передаче в РДУ в рамках ССПИ, существующей на момент
формирования Программы**

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС), объекта электросетевого хозяйства Сетевой организации (точка измерения ТИ, ТС)	Состав телеметрической информации		Срок организации передачи телеметрической информации
		ТИ, ТС, фактически получаемые с подстанции	Дополнительные ТИ, ТС	
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
1.	ПС 110 кВ Буйская			
	В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 1ц			
	В 110 кВ ВЛ Буйская - Гожан 2ц			
2.	И т.д.			

Перечень подстанций, с указанием сроков организации каналов связи и внедрения оборудования ТМ, РАС

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализац ии	Примечание
1	2	3			4	5
	Образец заполнения					
1	ПС 110 кВ Северная	факт	Прямой канал основной	Аналоговый (тип)	Не заполняет ся	
			Прямой канал резервный	Нет		
			Оборудование ТМ	Аналоговое (тип)		
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип		
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Оборудование ТМ	Цифровое (тип)	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
2	ПС 110 кВ Восточная	факт	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	Не заполняет ся	
			Прямой канал резервный	Аналоговый (тип)		
			Оборудование ТМ	Цифровое (тип)		
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип		
		план	Прямой канал основной	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Прямой канал резервный	Цифровой (тип)	2019	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы
			Оборудование ТМ	Цифровое (тип)	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы

№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции (ПС)	Тип существующего и планируемого к внедрению оборудования и каналов связи			Срок реализац ии	Примечание
1	2	3			4	5
			Устройство регистрации аварийных событий и процессов	Тип	2018	Наименование инвестиционного проекта инвестиционной программы

Примечания:

1) При создании цифровых каналов связи допускается сохранение существующих аналоговых каналов связи в качестве дополнительных резервных каналов.

2) В таблице необходимо отражать наличие на подстанции всех имеющихся каналов связи.

Таблица 4

Основные организационно-технические мероприятия, необходимые для модернизации и расширения ССПИ подстанций, требующие участия РДУ

№ п/п	Мероприятия	Дата начала выполнения мероприятия	Дата окончания выполнения мероприятия	Примеча ние
1	2	3	4	5
	Образец заполнения			
	ПС 220 кВ Северная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
1.	Разработка и согласование технического задания на проектирование ССПИ, организацию необходимых цифровых каналов связи			
2.	Разработка и согласование проектной документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи			
3.	Разработка и согласование рабочей документации на ССПИ, организации необходимых цифровых каналов связи			
4.	Приемка ССПИ, цифровых каналов связи в опытную эксплуатацию			
5.	Приемо-сдаточные испытания ССПИ, цифровых каналов связи и ввод в промышленную эксплуатацию			
	ПС 110 кВ Восточная (или группа ПС при условии реализации в рамках одного проекта)			
6.	И т.д.			

Примечания:

1) Таблица 4 заполняется для подстанций, модернизацию (расширение) ССПИ которых планируется выполнить за соответствующий инвестиционный период.

2) Технические задания на проектирование, проектная и рабочая документация на ССПИ подстанций должны быть согласованы с РДУ в части перечня точек измерения и состава телеметрической информации, подлежащей передаче в РДУ с подстанции ДРСК после модернизации ССПИ.

3) Технические задания на проектирование, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи с РДУ должны быть согласованы с РДУ в части технических условий по присоединению оборудования каналов связи с подстанций ДРСК к узлам связи РДУ и технических требований к каналам связи, включая требования к резервированию каналов связи, их пропускной способности, используемым протоколам информационного обмена, объемам, скорости и периодичности передачи информации, параметрам передачи управляющих воздействий противоаварийной и режимной автоматики.

Порядок обмена информацией при проектировании

1. Состав предоставления информации

1.1. ОДУ (РДУ) обязуется по запросу ДРСК (филиала ДРСК) предоставить следующую информацию:

1.1.1. Результаты контрольных измерений потокораспределения, мощности нагрузок и уровней напряжения в характерные часы зимних и летних контрольных замеров, последние из обработанных Системным оператором на дату поступления запроса на получение информации, в электрической сети территориальной энергосистемы, входящей в операционную зону ОДУ, прилегающей к объекту (-ам), указанному (-ым) в запросе о предоставлении информации.

1.1.2. Результаты расчетов текущих величин действующих значений периодической составляющей токов короткого замыкания в начальный момент времени для установившегося режима в электрической сети территориальной энергосистемы, входящей в операционную зону ОДУ, прилегающей к объекту (-ам), указанному (-ым) в запросе о предоставлении информации на дату получения запроса о предоставлении информации.

1.1.3. Динамику изменения собственных максимумов потребления мощности и потребления электрической энергии в электрической сети территориальной энергосистемы, входящей в операционную зону ОДУ, прилегающей к объекту (-ам), указанному (-ым) в запросе о предоставлении информации, за период, не превышающий 5 (пяти) лет, предшествующих году направления запроса о предоставлении информации.

1.1.4. Нормальную схему электрических соединений территориальной энергосистемы, входящей в операционную зону ОДУ, на территории которой расположен (-ы) объект (-ы), указанный (-ые) в запросе о предоставлении информации, по состоянию на 01 января года, в котором получен запрос о предоставлении информации.

1.2. ДРСК (филиал ДРСК) обязуется по запросу ОДУ (РДУ) предоставлять ему следующую информацию на перспективу до 5 (пяти) лет начиная с года, следующего за годом получения запроса:

1.2.1. О планах по строительству, реконструкции, модернизации и развитию объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) ДРСК, связанных с изменением их технических параметров.

1.2.2. О планах технологического присоединения объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) ДРСК к электрическим сетям.

1.3. ДРСК (филиал ДРСК) обязуется представить ОДУ (РДУ) на согласование разрабатываемую в соответствии с п. 3.2 настоящего Порядка документацию с приложением к указанной документации расчетных моделей, использованных для проведения расчетов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости.

1.4. Обмен информацией по настоящему Порядку осуществляется на безвозмездной основе.

2. Порядок и сроки предоставления информации.

2.1. ОДУ (РДУ) передает ДРСК (филиал ДРСК) информацию по п. 1.1 настоящего Порядка в течение 10 (десяти) рабочих дней с даты получения от ДРСК запроса о предоставлении информации.

В запросе о предоставлении информации должны быть указаны:

- а) цель получения информации с указанием документа (работы), для подготовки (выполнения) которого запрашивается информация;
- б) технические характеристики объекта (-ов), для подготовки технических решений по которому (-ым) запрашивается информация;
- в) состав и объем запрашиваемой информации в рамках перечня, установленного п. 1.1 настоящего Порядка;
- г) период, за который необходимо предоставление информации, – в отношении информации, запрашиваемой по п. 1.1.3 настоящего Порядка.

2.2. Форма и формат представления информации, указанной в п. 1.1 настоящего Порядка, определяется ОДУ (РДУ).

2.3. ДРСК (филиал ДРСК) по запросу ОДУ (РДУ) в течение 10 (десяти) рабочих дней с даты получения запроса представляет ОДУ (РДУ) информацию, указанную в п. 1.2 настоящего Порядка.

2.4. Информация, предоставляемая ОДУ (РДУ) и ДРСК (филиалами ДРСК) в соответствии с пп. 1.1, 1.2, 1.3 настоящего Порядка, является конфиденциальной. Стороны обязуются обеспечить сохранность указанной информации в порядке и на условиях, определенных разделом 3 настоящего Порядка.

2.5. Полученная в соответствии с настоящим Порядком информация не может быть использована Сторонами в целях, не предусмотренных настоящим Порядком, в том числе для извлечения прибыли от продажи, копирования полученной информации или распространения ее иным способом.

3. Обязательства Сторон по обеспечению конфиденциальности информации

3.1. Информация, указанная в пп. 1.1, 1.2, 1.3 настоящего Порядка, не подлежит раскрытию третьим лицам без согласия на то стороны, ее передавшей.

3.2. Полученная в соответствии с п. 1.1 настоящего Порядка информация может быть использована ДРСК исключительно при:

- разработке заданий на проектирование, проектной документации (в том числе схем выдачи мощности или схем внешнего электроснабжения) и рабочей документации по строительству (реконструкции, модернизации, техническому перевооружению) и технологическому присоединению к электрическим сетям объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, для которых ДРСК осуществляет подготовку технических решений;
- разработке заданий на проектирование и проектной (рабочей) документации на строительство (реконструкцию, модернизацию, техническое перевооружение) объектов электроэнергетики не связанное с технологическим присоединением к электрическим сетям;
- разработке планов развития электрических сетей;
- выполнении научно-исследовательских и иных работ в области электроэнергетики.

3.3. Информация, полученная ДРСК в соответствии с п. 1.1 настоящего Порядка, не подлежит передаче третьим лицам без согласия Системного оператора, за исключением проектных организаций, привлеченных ДРСК для выполнения работ по разработке документации, указанной в п. 3.2 настоящего Порядка.

Информация может быть передана проектной организации при условии заключения между нею и ДРСК соглашения с включением в него обязательств об обеспечении конфиденциальности информации и неразглашении ее третьим лицам.

3.4. Информация, полученная ДРСК в соответствии с п. 1.1.1 настоящего Порядка, относится к информации, составляющей коммерческую тайну Системного оператора. В отношении указанной информации ДРСК обязано дополнительно к соблюдению требований, предусмотренных пп. 3.2, 3.3, 3.7 настоящего Порядка:

- урегулировать отношения со своими работниками, которые получают доступ к указанной информации в связи с выполнением трудовых (должностных) обязанностей, в том числе ознакомить их под роспись с режимом конфиденциальности, установленным настоящим Порядком для такой информации, мерами ответственности за его нарушение и обеспечить соблюдение работниками установленного режима;

- вести учет лиц, получивших доступ к информации (включая проектные организации), и по запросу Системного оператора незамедлительно предоставлять ему сведения о таких лицах;

- не позднее 2 (двух) рабочих дней письменно уведомлять Системного оператора в случае получения ДРСК запроса о предоставлении информации в соответствии с п. 3.7 настоящего Порядка;

- незамедлительно письменно уведомлять Системного оператора о допущенном либо ставшем известным ДРСК факте разглашения или угрозе разглашения информации, незаконном использовании информации третьими лицами.

При этом обеспечиваемый ДРСК уровень охраны информации, полученной в соответствии с п. 1.1.1 настоящего Порядка, не должен быть ниже, чем для охраны собственной конфиденциальной информации.

3.5. Информация, полученная Системным оператором в соответствии с пп. 1.2 и 1.3 настоящего Порядка, может быть использована им для управления режимами работы ЕЭС России, актуализации расчетных данных, планирования и прогнозирования и выполнения иных функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, установленных действующим законодательством.

3.6. Информация, полученная Системным оператором в соответствии с настоящим Порядком, не подлежит раскрытию третьим лицам без согласия ДРСК, за исключением случаев, когда такое раскрытие связано с выполнением Системным оператором функций по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, в том числе перечисленных в п. 3.5 настоящего Порядка.

3.7. Информация, полученная Сторонами в соответствии с настоящим Порядком, подлежит раскрытию соответствующему органу власти в пределах его компетенции без согласия другой Стороны в случаях получения раскрывающей Стороной запросов о представлении указанной информации от федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления и иных органов власти, предоставление информации по запросам которых является обязательным в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации. О факте

раскрытия одной Стороной конфиденциальной информации другой Стороны соответствующему органу власти, такая Сторона обязана уведомить другую Сторону в письменной форме.

3.8. Условия об охране конфиденциальности информации, составляющей коммерческую тайну, применяются к отношениям Сторон по настоящему Порядку в течение всего срока действия настоящего Порядка, начиная с момента получения соответствующей Стороной от другой Стороны уведомления об отнесении информации или ее части к информации, составляющей коммерческую тайну, а также в течение 3 (трех) лет с даты прекращения действия настоящего Порядка.

3.9. Стороны несут ответственность за необеспечение конфиденциальности информации, полученной в соответствии с пп. 1.1, 1.2, 1.3 настоящего Порядка, и раскрытие информации третьим лицам, кроме случаев, когда передача (раскрытие) информации третьим лицам прямо допускается настоящим Порядком и соответствующей Стороной обеспечено соблюдение условий передачи информации таким третьим лицам, указанных в настоящем Порядке.

В случае причинения убытков в связи с нарушением условий настоящего раздела Порядка Сторона, получившая информацию, обязана возместить второй Стороне возникшие убытки в полном объеме в соответствии с законодательством Российской Федерации, в том числе убытки, причиненные действиями (бездействием) третьих лиц, которым такой Стороной предоставлен доступ к полученной информации.

От имени Системного оператора:

Генеральный директор
Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока

М.П.  В.Л. Сунгуров

От имени ДРСК:

Генеральный директор
АО «ДРСК»

М.П.  Ю.А. Андреев

Handwritten signature