**ДОГОВОР N** **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**/об оказании услуг по передаче электрической энергии/**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ «\_\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_ г.

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_** именуемое в дальнейшем – «Сетевая организация-1» в лице \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ действующего на основании \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**с одной стороны, и**

 **Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая Компания плюс»** именуемое в дальнейшем «Сетевая организация-2»в лице директора Общества Овчинникова Юрия Николаевича, действующего на основании Устава Общества, **с другой стороны,**

**вместе именуемые - «Стороны»**, по итогам переговоров и взаимного согласования условий сделки, **заключили настоящий Договор** (далее – «Договор») о нижеследующем:

**1. ИСПОЛЬЗУЕМАЯ В ДОГОВОРЕ ТЕРМИНАЛОГИЯ**

1. Стороны настоящей сделки договорились понимать используемые в Договоре термины в следующем их значении:

**«Точка поставки»** - место исполнения обязательств по Договору об оказании услуг по передаче электрической энергии, используемое для определения объема взаимных обязательств Сторон по Договору, расположенное на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства Сторон, определенной в Актах об осуществлении технологического присоединения (Актах разграничения балансовой принадлежности электросетей, Актах разграничения эксплуатационной ответственности сторон), а до составления в установленном порядке обозначенных Актов - в точке присоединения объектов электроэнергетики одной Сетевой организации к объектам электросетевого хозяйства другой Сетевой организации;

**«Точка присоединения»** - место физического соединения объектов электросетевого хозяйства одной Сетевой организации к объектам электросетевого хозяйства другой Сетевой организации;

**«Граница балансовой принадлежности»** - линия раздела объектов электросетевого хозяйства Сторон по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между Сетевыми организациями за состояние и обслуживание принадлежащих им электроустановок;

**«Акт об осуществлении технологического присоединения»** - документ, составленный по окончании процедуры технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям и подтверждающий технологическое присоединение в установленном порядке, в котором определены технические характеристики технологического присоединения, в том числе величина максимальной мощности, границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) сторон и границы ответственности сторон за эксплуатацию соответствующих объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и (или) объектов электросетевого хозяйства;

**«Акт разграничения балансовой принадлежности электросетей» (АРБП)** - документ, составленный собственниками объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), определяющий границы балансовой принадлежности;

**«Акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон» (АРЭО)** - документ, составленный собственниками объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), определяющий границы ответственности сторон за эксплуатацию соответствующих объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств);

**«Максимальная мощность»** - наибольшая величина мощности, определенная к одномоментному использованию энергопринимающими устройствами (объектами электросетевого хозяйства) в соответствии с документами о технологическом присоединении и обусловленная составом энергопринимающего оборудования (объектов электросетевого хозяйства) и технологическим процессом потребителя, в пределах которой Сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии, исчисляемая в мегаваттах;

**«Заявленная мощность»** - величина мощности, планируемой к использованию в предстоящем расчетном периоде регулирования, применяемая в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии и исчисляемая в мегаваттах;

**«Пропускная способность электрической сети»** - технологически максимально допустимая величина мощности, которая может быть передана с учетом условий эксплуатации и параметров надежности функционирования электроэнергетических систем;

**«Измерительный комплекс»** - совокупность приборов учета и измерительных трансформаторов тока и (или) напряжения, соединенных между собой по установленной схеме, через которые такие приборы учета установлены (подключены), предназначенная для измерения объемов электрической энергии (мощности) в одной точке поставки;

**«Система учета»** - совокупность измерительных комплексов, связующих и вычислительных компонентов, устройств сбора и передачи данных, программных средств, предназначенная для измерения, хранения, удаленного сбора и передачи показаний приборов учета по одной и более точек поставки.

**«Сторона-получатель платежа»** - Сетевая организация, получающая за оказываемые ею услуги по передаче электрической энергии от контрагента по настоящему Договору плату по утвержденному органом исполнительной власти в области государственного регулирования индивидуальному тарифу на услуги по передаче электрической энергии. Другая Сторона по Договору является **«Стороной-плательщиком».**

**2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА**

2.1. В соответствии с условиями настоящего Договора, Стороны путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных между собой действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, обязуются осуществлять взаимное предоставление друг другу услуг по передаче электрической энергии оплачивать стоимость обозначенных услуг в порядке и в сроки, установленные настоящим Договором.

2.2. **Стороны договорились по существенным условиям настоящего Договора, а именно:**

2.2.1. По величине максимальной мощности технологически присоединенных объектов электросетевого хозяйства с распределением указанной величины по каждой из точек поставки, в пределах которой соответствующая Сторона Договора обязуется обеспечивать передачу электрической энергии;

*(Приложение №2 к Договору)*

2.2.2. Касательно ответственности Сторон Договора за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая фиксируется в Актах об осуществлении технологического присоединения составляемых и подписываемых Сторонами по каждой из точек присоединения;

*(Приложение №8 к Договору)*

2.2.3. Касательно планового количества передаваемой электрической энергии и величины заявленной мощности по каждой из точек присоединения с разбивкой по месяцам;

2.2.4. По порядку осуществления расчетов за оказанные Сторонами услуги по передаче электрической энергии;

 (*Раздел 4 Договора)*

2.2.5. Касательно технических характеристик точек присоединения объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих Сторонам Договора, включая их пропускную способность;

*(Приложение №2 к Договору)*

2.2.6. По перечню объектов межсетевой координации;

*(Приложение №8 к Договору)*

2.2.7. Касательно оборудования принадлежащих Сторонам Договора объектов электросетевого хозяйства приборами учета электрической энергии (мощности) и осуществления учета перетоков электрической энергии через точки присоединения объектов электросетевого хозяйства Сторон;

 *(Приложение №1 к Договору)*

2.2.8. О порядке взаимодействия Сторон при осуществлении действий, которые могут иметь последствия для технологических режимов функционирования принадлежащих им объектов электросетевого хозяйства, в том числе касательно порядка согласования и взаимного уведомления о ремонтных и профилактических работах на объектах электросетевого хозяйства, а также при возникновении и ликвидации технологических нарушений в работе принадлежащих Сторонам объектов электросетевого хозяйства;

*(Приложение №9 к Договору)*

2.2.9. О порядке взаимодействия Сторон в процессе введения полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, а также ответственности за нарушение указанного порядка в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442.

2.3. В случае, если после заключения настоящего Договора произойдет изменение состава точек поставки электроэнергии, то указанные изменения вносятся в соответствующие Приложения к настоящему Договору путем подписания Сторонами Дополнительных соглашений к нему в срок не более 30 (тридцати) рабочих дней с даты возникновения таких изменений.

**3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН**

**3.1. Стороны обязуются:**

3.1.1. При исполнении обязательств по настоящему Договору руководствоваться действующим законодательством РФ.

3.1.2. Соблюдать требуемые параметры надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание соотношения потребления активной и реактивной мощности на уровне, установленном законодательством РФ и требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно диспетчерского управления в электроэнергетике уровней компенсации и диапазонов регулирования реактивной мощности.

3.1.3. Поддерживать на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства значения показателей качества электрической энергии, обусловленные работой энергопринимающих устройств, соответствующие техническим регламентам и иным обязательным требованиям (ГОСТ 32144-2013).

3.1.4. Обеспечивать сохранность, работоспособное состояние и соблюдение обязательных требований к эксплуатации принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, приборов и систем учета электрической энергии (мощности), а также иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества передаваемой электрической энергии.

3.1.5. Оборудовать точки присоединения электрических сетей Сторон средствами учета электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством РФ требованиям и удовлетворяющими требованиям правил учета электрической энергии для соответствующего сектора рынка электроэнергии в границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности каждой из Сторон.

3.1.6. Своевременно и в полном объеме производить оплату стоимости оказанных услуг по передаче электрической энергии в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.1.7. Уведомлять друг друга о возникновении (угрозе возникновения) аварийных ситуаций в работе принадлежащих Сторонам объектов электросетевого хозяйства, а также о ремонтных и профилактических работах, проводимых на указанных объектах, влияющих на исполнение обязательств по настоящему Договору и иных обстоятельствах, влекущих полное и (или) частичное ограничение режима передачи и потребления электрической энергии.

3.1.8. Согласовывать с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в пределах территории субъекта РФ или иных определенных указанным субъектом территорий, которые направлены на обеспечение баланса потребления активной и реактивной мощности в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (при условии соблюдения производителями и потребителями электрической энергии (мощности) требований к качеству электрической энергии по реактивной мощности).

3.1.9. Урегулировать вопросы оперативно-технологического взаимодействия в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» утв. Приказом Минэнерго № 6 от 13.01.2003 путем заключения Соглашения о взаимоотношениях оперативно-технологического персонала Сторон.

3.1.10. Информировать другую Сторону об объеме участия в автоматическом либо оперативном противоаварийном управлении мощностью.

3.1.11. По письменным запросам в разумные сроки представлять технологическую информацию (электрические схемы, характеристики оборудования, данные о режимах его работы) и другие данные, необходимые для выполнения условий Договора.

3.1.12. Беспрепятственно допускать уполномоченных представителей Сторон Договора в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии, к средствам учёта электроэнергии (мощности), расположенным в электроустановках, в том числе для контроля за соблюдением установленных режимов электропотребления, правил технической эксплуатации находящихся в собственности или ином законном основании средств релейной защиты и противоаварийной автоматики, а также иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии, для проверки состояния средств учёта электроэнергии (мощности) и снятия показаний (в том числе контрольных) в согласованные сторонами сроки и порядке.

3.1.13. Совместно производить снятие показаний приборов коммерческого учета и проверку исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов, установленных в электроустановках по настоящему Договору и участвующих в расчете объема переданной электроэнергии.

3.1.14. При обнаружении фактов безучетного или бездоговорного потребления электрической энергии инициировать и (или) производить отключение таких энергопринимающих устройств, принадлежащих лицам, осуществляющим безучетное или бездоговорное потребление, и принимать необходимые меры, направленные на возмещение причиненных убытков.

3.1.15. Обеспечивать сохранность в зоне своей балансовой принадлежности средств измерения электрической энергии, технических, программных средств и автоматизированных систем, принадлежащих другой Стороне по Договору.

3.1.16. Производить взаимную сверку финансовых расчетов путем составления «Актов сверки взаимных расчетов».

3.1.17. Представлять другой Стороне в соответствии со сроками, установленными федеральным органом власти в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию, не позднее 15 марта текущего года плановые годовые объемы (с разбивкой по месяцам) потребления электрической энергии и заявленную мощность на следующий календарный год.

3.1.18. Плановое количество электрической энергии и величина заявленной мощности, подлежащая оплате каждой из Сторон должно соответствовать объемам электроэнергии и мощности, учтенным при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на очередной период регулирования на территории Красноярского края.

**3.2. Стороны вправе:**

3.2.1. Направлять уполномоченных представителей для совместного снятия показаний приборов коммерческого учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов, участвующих в расчете объема переданной электроэнергии и установленных в электроустановках противоположной Стороны.

3.2.2. Совместно составлять Акты о нарушении учета электроэнергии и выполнять расчет количества переданной энергии.

3.2.3. Требовать от Сетевой организации - плательщика производить расчет за оказанные услуги по передаче электрической энергии с Сетевой организацией - получателем оплаты в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.2.4. Требовать от противоположной Стороны по настоящему Договору предоставления документов, предусмотренных настоящим Договором и действующим законодательством РФ.

3.2.5. Осуществлять иные права, предусмотренные настоящим Договором и действующим законодательством РФ.

**3.3. Сетевая организация-1 обязуется:**

3.3.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки обозначенных Договорам в пределах величины максимальной мощности путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства своих электрических сетей в соответствии с согласованными параметрами надежности и качества электроэнергии, с учетом технологических характеристик электроустановок.

3.3.2. Своевременно и в полном объеме производить оплату оказанных Сетевой организацией-2 услуг по передаче электрической энергии в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.3.3. Информировать Сетевую организацию-2 об обстоятельствах, влекущих полное и (или) частичное ограничение режима потребления электроэнергии в сроки и в порядке, определенные действующим законодательством РФ.

3.3.4. По окончании каждого расчетного периода определять объемы поставленной Сетевой организацией-2 электроэнергии (мощности).

3.3.5. Согласовывать с Сетевой организацией-2 сроки проведения ремонтных и профилактических работ на принадлежащих Сетевой организации-1 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления электроэнергии на объектах Сетевой организацией-2 в срок не позднее 30 дней до начала проведения ремонтных работ.

3.3.6. Согласовывать предложенные Сетевой организацией-2 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих последней объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления электроэнергии на объектах Сетевой организации-1.

3.3.7. Обеспечивать по предварительному письменному согласованию допуск уполномоченных представителей Сетевой организации-2 к приборам учета электроэнергии (мощности), установленным в электроустановках Сетевой организации-1, в целях осуществления Сетевой организацией-2 контроля за соблюдением установленных режимов передачи электроэнергии и мощности (в том числе при вводе в действие графиков ограничения потребления электрической энергии и мощности), проведения замеров по определению качества электроэнергии, проведения контрольных проверок расчетных счетчиков и элементов измерительных комплексов, снятия показаний приборов учета электрической энергии.

3.3.8. Направлять в адрес Сетевой организации-2 срок не более 30-ти рабочих дней ответы на поступившие от Сетевой организации-2 жалобы или заявления по вопросам качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии.

3.3.9. Осуществлять в соответствии с порядком, установленным законодательством РФ, контроль качества электроэнергии, показатели которой определяются техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными законом.

3.3.10. Незамедлительно (в телефонном режиме) информировать Сетевую организацию-2 об аварийных ситуациях в электрических сетях, находящихся в пользовании Сетевой организации-1, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по настоящему Договору.

3.3.11. Ежеквартально направлять Сетевой организации-2 оформленный со своей стороны (рассматривать представленный Сетевой организацией-2) Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом. При возникновении разногласий в расчетном периоде по объёму или стоимости фактически оказанных услуг, указать в Акте сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии объём и стоимость таких разногласий.

**3.4. Сетевая организация-2 обязуется:**

3.4.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки обозначенных Договорам в пределах величины максимальной мощности путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства своих электрических сетей в соответствии с согласованными параметрами надежности и качества электроэнергии, с учетом технологических характеристик электроустановок.

3.4.2. Своевременно и в полном объеме производить оплату оказанных Сетевой организацией-1 услуг по передаче электрической энергии в соответствии с условиями настоящего Договора.

3.4.3. Информировать Сетевую организацию-1 об обстоятельствах, влекущих полное и (или) частичное ограничение режима потребления электроэнергии в сроки и в порядке, определенные действующим законодательством РФ.

3.4.4. По окончании каждого расчетного периода определять объемы поставленной Сетевой организацией-1 электроэнергии (мощности).

3.4.5. Согласовывать с Сетевой организацией-1 сроки проведения ремонтных и профилактических работ на принадлежащих Сетевой организации-2 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления электроэнергии на объектах Сетевой организацией-1 в срок не позднее 30 дней до начала проведения ремонтных работ.

3.4.6. Согласовывать предложенные Сетевой организацией-1 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих последней объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления электроэнергии на объектах Сетевой организации-2.

3.4.7. Обеспечивать по предварительному письменному согласованию допуск уполномоченных представителей Сетевой организации-1 к приборам учета электроэнергии (мощности), установленным в электроустановках Сетевой организации-2, в целях осуществления Сетевой организацией-1 контроля за соблюдением установленных режимов передачи электроэнергии и мощности (в том числе при вводе в действие графиков ограничения потребления электрической энергии и мощности), проведения замеров по определению качества электроэнергии, проведения контрольных проверок расчетных счетчиков и элементов измерительных комплексов, снятия показаний приборов учета электрической энергии.

3.4.8. Направлять в адрес Сетевой организации-1 срок не более 30-ти рабочих дней ответы на поступившие от Сетевой организации-1 жалобы или заявления по вопросам качества оказываемых услуг по передаче электрической энергии.

3.4.9. Осуществлять в соответствии с порядком, установленным законодательством РФ, контроль качества электроэнергии, показатели которой определяются техническими регламентами и иными обязательными требованиями, установленными законом.

3.4.10. Незамедлительно (в телефонном режиме) информировать Сетевую организацию-1 об аварийных ситуациях в электрических сетях, находящихся в пользовании Сетевой организации-2, ремонтных и профилактических работах, влияющих на исполнение обязательств по настоящему Договору.

3.4.11. Ежеквартально направлять Сетевой организации-1 оформленный со своей стороны (рассматривать представленный Сетевой организацией-1) Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом. При возникновении разногласий в расчетном периоде по объёму или стоимости фактически оказанных услуг, указать в Акте сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии объём и стоимость таких разногласий.

**4. СТОИМОСТЬ И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ УСЛУГ**

**ПО ПЕРЕДАЧЕЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.**

4.1. Расчетным периодом для оплаты услуг по передаче электроэнергии по настоящему Договору является один календарный месяц.

4.2. Стороны в срок не позднее 10 числа месяца, следующего за расчетным периодом, представляют друг другу Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии *(Приложение №6 к Договору)* и счет-фактуру за расчетный месяц.

4.2.1. Акт и счет-фактура, подписанные и скрепленные печатью, направляются цветной сканированной копией PDF-формата посредством электронной почты на адреса Сторон, обозначенные в п.8 настоящего Договора. Оригиналы данных документов на бумажных носителях направляются либо почтой (заказным ценным письмом с уведомлением), либо нарочным под входящий Стороны о получении. Сторона, получившая документы электронной почтой обязана их зарегистрировать и направить другой Стороне по электронной почте номер и дату их регистрации в течении 3 (трех) рабочих дней с даты получения.

4.3. Объем переданной электроэнергии в сеть Сетевой организации-1 из сетей Сетевой организации-2 и в сеть Сетевой организации-2 из сетей Сетевой организации-1 формируется согласно *Приложению №4 к Договору*по точкам поставки, указанным в *Приложении № 1 к настоящему Договору.*

4.4. Сетевая организация, получившая Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии, обязана в течение 10 рабочих дней с момента его получения рассмотреть и подписать представленный Акт и направить подписанный его экземпляр в адрес другой Стороны способами согласно п. 4.2.1. Договора.

4.4.1. При возникновении у Стороны настоящего Договора претензий по объему и (или) качеству оказанных другой Стороной услуг, она обязана:

- оформить Протокол разногласий по объему и (или) качеству оказанных услуг*(Приложение №7 к Договору);*

***-*** сделать соответствующую отметку *«с Протоколом разногласий»* в Акте, указав оспариваемую и неоспариваемую часть в Протоколе разногласий;

- подписать Акт в неоспариваемой части и направить его вместе с Протоколом разногласий другой Стороне в течение 10 рабочих дней с момента получения Акта любым из способов согласно п. 4.2.1 Договора

4.4.2. Неоспариваемая часть оказанных услуг подлежит оплате Сторонами в сроки и порядке согласно условиям настоящего Договора. Оспариваемая часть подлежит оплате в течение 7 (семи) рабочих дней, с даты урегулирования Сторонами разногласий по объему и качеству оказанных услуг и предоставления (подписания) корректировочных счетов-фактур.

4.5. Непредставление или несвоевременное представление Сторонами в соответствии с п. 4.4., 4.4.1. настоящего Договора, Претензии и (или) подписанного Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии, свидетельствует о безусловном согласии Стороны с надлежащим оказанием другой Стороной услуг по передаче электрической энергии в данный расчетный период по настоящему Договору.

4.6. Изменение тарифов органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в период действия настоящего Договора не требует внесения изменений в Договор. В случае, утверждения тарифов не с первого числа календарного месяца, объем услуги с соответствующей даты месяца подлежит оплате по вновь установленному тарифу при условии, что Стороны обеспечили снятие показаний приборов учета на эту дату. В случае, если на соответствующую дату снятие показаний приборов учета не было произведено, либо произведено в нарушение порядка, предусмотренного настоящим Договором, то расчеты за услуги по передаче электрической энергии, производятся за объем, пропорциональный количеству дней с момента введения в действие новых тарифов и до конца месяца к общему количеству дней в соответствующем календарном месяце.

4.7. Стоимость услуг по передаче электроэнергии, подлежащих оплате Сетевой организацией-1 по настоящему Договору, определяется:

**а) при взаиморасчетах по двухставочному тарифу:**

***S = Т сод.×Vзм + Тм.р.×Vэ ПО ,* где:**

* ***Тм.р*** - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт.ч.;
* ***VэПО***- объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации-1, определяется в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;
* ***Т сод****.* - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес;
* ***Vзм*** - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией-1 по настоящему Договору.

**б) при взаиморасчетах по одноставочному тарифу:**

***S = Т т.р·Vэ,факт ,* где:**

***Тт.р***- одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт·час.

***Vэ,факт*** *-* объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации-1, определяется в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;

В случае отсутствия приборов учета для определения объема переданной электрической энергии используются способы, предусмотренные действующим законодательством РФ.

В этом случае Сетевая организация-1 является плательщиком по настоящему Договору, а Сетевая организация-2 - получателем платежа.

4.7.1. Стоимость услуг по передаче электрической энергии, подлежащих оплате Сетевой организацией -2 по настоящему Договору, определяется:

**а) при взаиморасчетах по двухставочному тарифу:**

***S = Т сод.×Vзм + Тм.р.×Vэ ПО ,* где:**

* ***Тм.р*** - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт.ч.;
* ***VэПО***- объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации-2, определяется в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;
* ***Т сод****.* - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа на услуги по передаче электрической энергии, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес;
* ***Vзм*** - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией-2 по настоящему Договору.

**б) при взаиморасчетах по одноставочному тарифу:**

***S = Т т.р·Vэ,факт ,* где:**

***Тт.р***- одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт·час.

***Vэ,факт*** *-* объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации-2, определяется в соответствии с Приложением №4 к настоящему Договору;

В случае отсутствия приборов учета для определения объема переданной электрической энергии используются способы, предусмотренные действующим законодательством РФ.

В этом случае Сетевая организация-2 является плательщиком по настоящему Договору, а Сетевая организация-1 - получателем платежа.

4.8. Расчет производится Сторонами на основании выставленного Счета-фактуры и Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии, подписанного Сторонами в соответствии с п. 4.4., 4.4.1 настоящего Договора, до 15 числа месяца, следующего за расчетным периодом, но не ранее чем через 5 рабочих дней после получения Акта об оказании услуг и Счета-фактуры за расчетный период.

Счет-фактура выставляется Сторонами Договора в соответствии с действующим законодательством РФ и высылается заказным ценным письмом с уведомлением о вручении или иными способами (нарочным, посредством электронной почты), позволяющими подтвердить дату и способ получения Счет-фактуры Сторонами Договора.

4.9. Расчеты производятся безналичным способом путем перечисления денежных средств на расчетные банковские счета Сетевой организации-1 или Сетевой организации-2, указанные в настоящем Договоре, либо путем перечисления денежных средств по другим банковским реквизитам Сторон, на основании письменного Уведомления, которое направляется в адрес Сетевой организации - плательщика не позднее 3 (трех) рабочих дней до даты осуществления платежа.

При отсутствии в платежном документе в назначении платежа ссылки на период (год) за который осуществляется оплата, либо в случае некорректного указания назначения платежа (фактическая сумма платежа, за указанный в назначении платежа период, превышает сумму, выставленную Сетевой организацией, за аналогичный период и прочее) полученные денежные средства (за исключением задолженности, по которой достигнуто Соглашение о порядке погашения) распределяются следующим образом:

- в первую очередь погашается дебиторская задолженность, начиная от более ранних периодов образования;

- при превышении суммы платежа величины образовавшейся на начало расчетного месяца дебиторской задолженности, сумма превышения относится в счет погашения текущих обязательств;

- при превышении суммы платежа величины образовавшейся дебиторской задолженности и величины обязательств по текущему месяцу, сумма превышения относится в счет погашения обязательств будущих периодов.

Датой осуществления оплаты является дата зачисления средств на расчетный банковский счет Сетевой организации - получателя оплаты.

**5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН**

5.1. Стороны несут установленную нормами законодательства РФ ответственность за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Договору.

5.2. Сторона Договора не несет ответственности за снижение показателей качества электроэнергии, наступившее вследствие неправомерных действий (бездействий) другой Стороны.

5.3. За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Стороне Договора на праве собственности или ином другом предусмотренном законом основании, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства такой Стороны, вызванные неправомерными действиями (бездействием) персонала другой Стороны Договора, ответственность несет виновная в нарушении условий Договора Сторона, если не докажет, что указанные нарушения наступили в силу непреодолимых обстоятельств (форс-мажора) или неправомерных действий (бездействий) персонала другой Стороны.

5.3.1. Сетевая организация-1 и Сетевая организация-2 самостоятельно рассматривают и принимают решения по поступающим Претензиям владельцев энергопринимающих устройств и иных лиц в связи с нарушением электроснабжения по причинам, находящимся в пределах зоны ответственности соответственно Сетевой организации-1 или Сетевой организации-2.

5.4. Ответственность за содержание и эксплуатацию энергетических установок лежит на Сторонах согласно Актов об осуществлении технологического присоединения, Актов АРБП и АРЭО.

5.5. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное невыполнение обязательств, взятых на себя по настоящему Договору вызванных наступлением обстоятельств непреодолимой силы, т.е. чрезвычайных, непредотвратимых при данных условий обязательств, возникших после вступления в силу настоящего Договора. В этих случаях сроки выполнения Сторонами обязательств по настоящему Договору отодвигаются соразмерно времени, в течение которого действуют обстоятельства непреодолимой силы.

5.6. За несвоевременное исполнение обязательств по оплате оказанных услуг, в том числе, возникшее в результате заявления одной из Сторон об оспаривании объемов указанных в выставленном Счете (в том числе путем отказа от подписания Актов оказанных услуг или подписания их с разногласиями), которое в последствии признано необоснованным (в судебном порядке), Сторона, несвоевременно исполнившая обязательство по оплате оказанных услуг или уклонившаяся от подтверждения объемов переданной электрической энергии, обязана уплатить другой Стороне проценты в размере, определяемом в соответствии со ст. 395 Гражданского кодекса РФ.

1. **СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА**

6.1. Договор вступает в силу с момента его подписания Сторонами и распространяет свое действия на правоотношения Сторон начиная с \_\_\_ ч. \_\_\_мин. \_\_\_\_\_\_\_\_\_ года до \_\_\_ч. \_\_\_ мин. \_\_\_\_\_\_\_\_\_ , но не ранее даты утверждения органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов на соответствующий период регулирования индивидуального тарифа на передачу электрической энергией между Сторонами настоящего Договора.

6.2. В случае, если ни одна из Сторон Договора не направит другой Стороне, в срок не менее чем за один месяц до окончания срока действия настоящего Договора письменное Уведомление о его расторжении, либо о внесении в него изменений, либо о заключении нового Договора на иных условиях, то настоящий Договор считается продленным на следующий календарный год на тех же условиях.

6.3. В случае, если одной из Сторон до окончания срока действия настоящего Договора внесено предложение о заключении нового Договора, отношения Сторон до заключения нового Договора регулируются в соответствии с условиями настоящего Договора.

6.4. Расторжение Договора не влечет за собой отсоединение энергопринимающих устройств (энергоустановок) Потребителей электрической энергии от электрических сетей.

**7. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

7.1. Сведения о деятельности Сторон, полученные ими при заключении, изменении (дополнении), исполнении и расторжении Договора, а также сведения, вытекающие из содержания правоотношений, основанных на Договоре, являются конфиденциальной информацией и не подлежат разглашению Сторонами третьим лицам (кроме как в случаях, предусмотренных законодательством РФ или по письменному соглашению Сторон) в течение срока действия Договора и в течение трех лет после его окончания.

7.2. Каждая из Сторон в случае принятия его уполномоченными органами управления решения о реорганизации и ликвидации, при внесении изменений в учредительные документы относительно наименования и места нахождения, изменении формы собственности, при изменении банковских и почтовых реквизитов, смены руководителя и иных данных, влияющих на надлежащее исполнение предусмотренных Договором обязательств, в срок не более 10 дней с момента принятия решения / внесения изменений обязана письменно известить другую Сторону о принятых решениях и произошедших изменениях.

7.3. Любые изменения и дополнения к Договору действительны только при условии оформления их в письменном виде и подписания обеими Сторонами.

7.4. Договор составлен в двух экземплярах, имеющих равную юридическую силу, по одному экземпляру для каждой из Сторон.

 7.5. Все споры Сторон по настоящему Договору, возникающие при заключении, изменении, исполнении и расторжении договора, подлежат разрешению в судебном порядке в Арбитражном суде Красноярского края с предварительным предъявлением Претензии. Срок рассмотрения претензии - 30 дней».

**ПРИЛОЖЕНИЕ:**

Приложение № 1.1 – «Перечень точек присоединения электрической сети Сетевой организации 2 к электрической сети Сетевой организации 1»

Приложение № 1.2 – «Перечень точек присоединения электрической сети Сетевой организации 1 к электрической сети Сетевой организации 2»

Приложение № 2 – «Технические характеристики точек присоединения»

Приложение № 3 – «Плановое количество электрической энергии и величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сторонами, с разбивкой по месяцам»

Приложением № 4 - «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии».

Приложение № 5 – «Форма Акта приема-передачи электрической энергии».

Приложение № 6.1 «Форма Акта об оказании услуг по передаче электроэнергии».

Приложение № 6.2 «Форма Акта о внесении исправлений в акт об оказании услуг по передаче электроэнергии».

Приложение № 6.3 «Форма протокола разногласий к Акту об оказании услуг по передаче электроэнергии».

Приложение № 6.4 «Форма протокола урегулирования разногласий».

Приложение № 7- «Акт разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон».

Приложение № 8 «Перечень объектов межсетевой координации».

Приложение № 9 «Положение об оперативно-технологическом взаимодействии персонала Сторон».

**8. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА И РЕКВИЗИТЫ СТОРОН**

|  |  |
| --- | --- |
| **Сетевая организация:****ООО «Энергетическая Компания плюс»** ОГРН 1202400022813ИНН 2465334680 КПП 246501001БИК 045004867р/с 40702810602220000788Ф-Л СИБИРСКИЙ ПАО БАНК "ФК ОТКРЫТИЕ", к/с 30101810250040000867Юридический адрес: 660132, г. Красноярск,пр-т Молодежный, дом 25,помещение 118Почтовый адрес: 660132, г. Красноярск,пр-т Молодежный, дом 25,помещение 118Телефон: 285-01-75Е-mail: enko.plus@mail | **Заявитель:****\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | **Приложение №1** |
|  |  |  |  |  |  **к Договору оказания услуг по передаче электроэнергии**  |
|  |  |  |  |  | **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.** |
| **Перечень точек поставки Сетевой организации 1** |
|  |
| № п/п | Наименование присоединения / электроустановки | Сведения об учете электрической энергии | величина тех. потерь электроэнергии в сетях Исполнителя в случае установки прибора учета не на границе балансовой принадлежности сторон, (+, - %) | уровень напряжения , кВ | Примечание |
| Место установки эл.счетчика | Тип эл. счетчика | Номер счетчика | дата гос.поверки счетчика | трансформаторы тока | трансформаторы напряжения | коэффициент учета |
| тип, заводской номер | Ктт | дата гос.поверки | тип, заводской номер | Ктн | дата гос.поверки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Сетевая организация 1:** |  | **Сетевая организация 2:** |  |  |

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | **Приложение №1.2.** |
|  |  |  |  |  |  **к Договору оказания услуг по передаче электроэнергии**  |
|  |  |  |  |  | **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.** |
| **Перечень точек поставки Сетевой организации 2** |
|  |
| № п/п | Наименование присоединения / электроустановки | Сведения об учете электрической энергии | величина тех. потерь электроэнергии в сетях Исполнителя в случае установки прибора учета не на границе балансовой принадлежности сторон, (+, - %) | уровень напряжения , кВ | Примечание |
| Место установки эл.счетчика | Тип эл. счетчика | Номер счетчика | дата гос.поверки счетчика | трансформаторы тока | трансформаторы напряжения | коэффициент учета |
| тип, заводской номер | Ктт | дата гос.поверки | тип, заводской номер | Ктн | дата гос.поверки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|  |  |  |   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Сетевая организация 1:** |  | **Сетевая организация 2:** |  |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  | **Приложение №2** |
|  |  **к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии** |
|  |  |  **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.** |
|  |  |  |  |  |
| **Технические характеристики точек присоединения** |
|
|  |  |  |  |  |
| № | наименование присоединения | напряжение, кВ | максимальная мощность, МВт | пропускная способность, МВт |
| 1 |   |   |   |   |
| 2 |   |   |   |   |
| 3 |   |   |   |   |
| 4 |   |   |   |   |
| 5 |   |   |   |   |
| 6 |   |   |   |   |
| 7 |   |   |   |   |
| 8 |   |   |   |   |
| 9 |   |   |   |   |
| 10 |   |   |   |   |
| 11 |   |   |   |   |
| 12 |   |   |   |   |
| 13 |   |   |   |   |
| 14 |   |   |   |   |
| 15 |   |   |   |   |
| 16 |   |   |   |   |
| 17 |   |   |   |   |
|  |  |  |  |  |
| **Сетевая организация 1:** |  | **Сетевая организация 2:** |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | **Приложение №3** |
|  |  |  | **к договору оказания услуг по передаче электрической энергии** |
|  |  |  | **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.** |
| **Плановое количество электрической энергии и величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сторонами, с разбивкой по месяцам на 20\_\_ год**  |  |  |
|  |  |
|  |  |
| Период | Плановые объемы передачи электрической энергии из сети Сетевой организации 1 в сети Сетевой организации 2 . | Плановые объемы передачи электрической энергии из сети Сетевой организации 2 в сети Сетевой организации 1 . | Величина заявленной+++ мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 1 (плательщик - Сетевая организация 1). | Величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 2 (плательщик - Сетевая организация 2). | ЧЧИ годовое Сетевой организации 1 | ЧЧИ годовое Сетевой организации 2 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|  млн.кВт.ч |  млн.кВт.ч | МВт | МВт | часов | часов |
| Январь |   |   |   |   |   |   |
| Февраль |   |   |   |   |   |   |
| Март |   |   |   |   |   |   |
| Апрель  |   |   |   |   |   |   |
| Май |   |   |   |   |   |   |
| Июнь |   |   |   |   |   |   |
| Июль |   |   |   |   |   |   |
| Август |   |   |   |   |   |   |
| Сентябрь |   |   |   |   |   |   |
| Октябрь |   |   |   |   |   |   |
| Ноябрь |   |   |   |   |   |   |
| Декабрь |   |   |   |   |   |   |
| **Итого** | **0,000** | **0,000** | **0,000** | **0,000** | **0,000** | **0,000** |
|  |  |  |  |  |  |  |
| **Сетевая организация 1:** |  | **Сетевая организация 2:** |

Приложение № 4 к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_г.

**Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии**

* 1. В целях осуществления коммерческого учета электроэнергии по точкам поставки, Стороны используют приборы учета электрической энергии, приведенные в Приложении №1.1, №1.2 к настоящему Договору.

Объем фактически переданной за расчетный период электрической энергии из сети Сетевой организации 1 в сеть Сетевой организации 2 определяется по приборам учета, указанным в Приложении №1.1 к настоящему Договору.

Объем фактически переданной за расчетный период электрической энергии из сети Сетевой организации 2 в сеть Сетевой организации 1 определяется по приборам учета, указанным в Приложении №1.2 к настоящему Договору

* 1. Стороны обязуются незамедлительно вносить изменения в указанные перечни в следующих случаях:
	+ при замене приборов учета либо изменении технических характеристик элементов измерительных комплексов;
	+ при принятии на баланс одной из Сторон электрооборудования, присоединенного к сетям другой Стороны, либо при изменении схемы присоединения электроустановок Сторон;
	+ при установке (переносе) средств измерения на границе балансовой принадлежности;
	+ при вводе в эксплуатацию контрольных средств измерения.
	1. В случае, если прибор учета установлен не в точках присоединения (т.е. не на границе балансовой принадлежности), объем переданной электроэнергии корректируется на величину потерь на участке сети от точек поставки до места установки прибора учета. Величина потерь определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету нормативов потерь электроэнергии и согласована сторонами в Приложении № 1.1, №1.2 к настоящему Договору
	2. Стороны обязуются принять участие в приемке вновь устанавливаемых систем учета электроэнергии или замене систем учета. Сторона, отказавшая от участия в принятии или замене расчетной (контрольной) системы учета обязана направить в разумные сроки (до планируемой даты приемки вновь устанавливаемых систем учета или замены) другой стороне мотивированный отказ. Замена расчетной (контрольной) системы учета в этом случае производится в отсутствие представителя другой Стороны.
	3. В случае, если средства измерения имеются у обеих Сторон и их технические характеристики совпадают, в качестве расчетного средства измерения выбирается:
	+ средство измерения, установленное на границе балансовой принадлежности электрических сетей;
	+ средство измерения, включенное в систему АИИС КУЭ, сданную в постоянную эксплуатацию в установленном для коммерческого учета порядке.
	1. Порядок проведения совместного снятия показаний приборов учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов:

6.1. Стороны имеют право направлять уполномоченных представителей для совместного снятия показаний приборов коммерческого учета и проверки исправности работы приборов учета и автоматизированных измерительных комплексов, участвующих в расчете объема переданной электроэнергии и установленных в электроустановках противоположной Стороны по настоящему Договору.

6.2. Проверка правильности снятия показания расчетных приборов учета (далее - контрольное снятие показаний) осуществляется не чаще 1 раза в месяц сетевой организацией, к объектам электросетевого хозяйства которой непосредственно или опосредованно присоединены энергопринимающие устройства потребителей (объекты по производству электрической энергии (мощности) производителей электрической энергии (мощности) на розничных рынках), в отношении которых установлены указанные расчетные приборы учета.

6.3. Проверки расчетных приборов учета включают визуальный осмотр схемы подключения энергопринимающих устройств (объектов по производству электрической энергии (мощности)) и схем соединения приборов учета, проверку соответствия приборов учета требованиям настоящего документа, проверку состояния прибора учета, наличия и сохранности контрольных пломб и знаков визуального контроля, а также снятие показаний приборов учета. Указанная проверка должна проводиться не реже 1 раза в год и может проводиться в виде инструментальной проверки.

* 1. Порядок определения количества электроэнергии при выходе из строя средства измерения.
	2. При обнаружении неисправности расчетного средства измерения Стороной, на объекте которой он установлен, Сторона, обслуживающая данное средство измерения, должна произвести запись показаний расчетного и контрольного средств измерений (при наличии) и незамедлительно сообщить об этом другой Стороне, в целях организации проведения внеочередной совместной проверки и последующего составления акта проверки.
	3. Неисправность средств измерений определяется:
	+ по внешним признакам прибора учета электроэнергии (вт.ч. нарушение или отсутствие пломб другой Стороны);
	+ по результатам инструментальной проверки систем учета;
	+ по расхождению величины расхода, определенного по показаниям расчетного и контрольного средства измерения.

Нарушение пломбы на расчетном счетчике, если это не вызвано действием непреодолимой силы, а также нарушение сроков поверки расчетных средств учета лишает законной силы учет электроэнергии, осуществляемый данным расчетным счетчиком.

* 1. Факт проверки, обнаружения неисправности или замены прибора учета оформляется Актом проверки прибора учета электроэнергии согласно приложению №4, в котором фиксируются:
	+ дата, время и адрес проведения проверки, форма проверки и основание для проведения проверки;
	+ лица, принявшие участие в проверке;
	+ лица, приглашенные в соответствии с пунктом 171 Постановления правительства РФ от 04.05.2012 №442, для участия в проверке, но не принявшие в ней участия;
	+ характеристики и место установки проверяемого расчетного прибора учета (измерительного трансформатора, в случае если прибор учета входит в состав измерительного комплекса или систему учета), показания прибора учета на момент проверки и дата истечения межповерочного интервала прибора учета (измерительного трансформатора);
* характеристики и место установки контрольных пломб и знаков визуального контроля, установленных на момент начала проверки, а также вновь установленных (если они менялись в ходе проверки);
* результат проверки;
* характеристики используемого при проведении проверки оборудования, в случае если проводится инструментальная проверка;
* лица, отказавшиеся от подписания акта проверки либо несогласные с указанными в акте результатами проверки, и причины такого отказа либо несогласия.
	1. В случае если сетевая организация имеет намерение демонтировать прибор учета, установленный на границе балансовой принадлежности со смежной сетевой организацией, то она обращается в смежную сетевую организацию с письменной заявкой о необходимости снятия показаний прибора учета и его совместного осмотра перед демонтажем, а копию заявки направляет гарантирующему поставщику (энергосбытовой, энергоснабжающей организации), у которого такая сетевая организация приобретает электрическую энергию (мощность) в целях компенсации потерь электрической энергии, при этом смежная сетевая организация, получившая заявку, обязана организовать и провести снятие показаний прибора учета и его осмотр перед демонтажем, с составлением акта проверки с указанием даты и времени демонтажа прибора учета, в установленные законодательством Российской Федерации сроки.

Установка прибора учета вместо демонтированного сопровождается составлением в присутствии 2-х сторон акта проверки и допуска прибора учета электроэнергии, с указанием даты и времени его такого допуска.

* 1. При непредставлении показаний расчетного прибора учета, установленного в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, а также в случае 2-кратного недопуска к такому расчетному прибору учета лиц, которые имеют право проводить его проверки, объем электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), определяется начиная с даты, когда наступили указанные события, исходя из показаний контрольного прибора учета, а при его отсутствии в соответствии с п. 166 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 №442, а именно:

- в течение первых 2 расчетных периодов исходя из показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года, а если период работы расчетного прибора учета составил менее одного года - исходя из показаний расчетного прибора учета за предыдущий расчетный период;

- начиная с 3-го расчетного периода вплоть до даты установки и допуска в эксплуатацию расчетного прибора учета - расчетным способом, предусмотренным действующим законодательством.

7.6. В случае выявления неисправности, утраты, истечения срока межповерочного интервала расчетного прибора учета, который установлен в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации и исходя из показаний которого определяются объемы электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой определение объемов электрической энергии, принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций), начиная с даты, когда наступили указанные события, осуществляется исходя из показаний контрольного прибора учета, а при его отсутствии в соответствии с п. 179 и п. 166 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 №442, а именно:

- в течение первых 2 расчетных периодов исходя из показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года, а если период работы расчетного прибора учета составил менее одного года - исходя из показаний расчетного прибора учета за предыдущий расчетный период;

- начиная с 3-го расчетного периода вплоть до даты установки и допуска в эксплуатацию расчетного прибора учета - расчетным способом, предусмотренным настоящим пунктом для случая непредставления показаний расчетного прибора учета при отсутствии контрольного прибора учета.

*Расчет объемов указывается в акте приема-передачи электроэнергии, приложение №5 к настоящему договору.*

В случае неустановки прибора учета в границах объектов электросетевого хозяйства сетевой организации, если иное не установлено настоящим пунктом, объем принятой в объекты электросетевого хозяйства (отпущенной из объектов электросетевого хозяйства в объекты электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций) электрической энергии определяется вплоть до даты допуска прибора учета в эксплуатацию в порядке, предусмотренном настоящим пунктом для случая непредоставления показаний расчетного прибора учета в установленные сроки при отсутствии контрольного прибора учета.

1. Для определения объемов электроэнергии, переданной Сторонами по настоящему Договору, оформляется Акт приема-передачи электроэнергии по форме Приложения № 5 к настоящему Договору.
2. Определение объемов переданной по настоящему Договору электрической энергии и согласование актов приема-передачи электроэнергии происходит в следующем порядке:

10.1. 1-го числа месяца, следующего за расчётным, Стороны осуществляют снятие показаний по расчетным (в т.ч. интервальным (почасовым) значениям принятой электрической энергии, по всем точкам поставки, оснащённым интервальными приборами без автоматизированной системы сбора и передачи данных) и контрольным приборам учета (при их наличии) за расчетный период. Стороны имеют равное право на получение данных коммерческого учета, включая доступ к расчетным и контрольным приборам учета любой из сторон для снятия показаний. Сторона, на оборудовании которой установлены расчетные средства измерений, показания которых принимаются для формирования данных коммерческого учета, обеспечивает контроль достоверности собранных оперативных данных по каждому из этих средств измерений.

10.2. До 2-го числа месяца следующего за расчетным, Стороны в соответствии с п. 10 настоящего Регламента к обмениваются данными, полученными при снятии показаний приборов учета электрической энергии, установленных на элементах электрической сети, принадлежащих Сторонам на праве собственности или ином законном основании. Стороны вправе привлекать третьих лиц для исполнения обязательств по снятию показаний приборов учета электроэнергии (мощности) и формированию данных об объемах переданной (принятой) за расчетный период электроэнергии и пр. При этом Сторона, привлекающая третьих лиц, несет ответственность перед другой Стороной за действия третьих лиц при выполнении указанных обязательств.

10.3. Если одна из Сторон не сообщила данные, полученные при снятии показаний приборов учета, установленных в ее электроустановках, либо не обеспечила допуск представителей другой Стороны в свои электроустановки для снятия показаний приборов учета, в этом случае объем переданной электрической энергии определяется в соответствии с пунктом 6.5. настоящего Регламента (как для случая неисправности расчетного прибора учета при отсутствии контрольного прибора учета).

10.4. До 3-го числа месяца следующего за расчетным Сетевая организация 1 на основании данных, полученных в результате снятия показаний приборов учета формирует акт приема-передачи электроэнергии согласно форме указанной в Приложении № 5 к настоящему Договору и в четырех экземплярах направляет его на согласование Сетевой организации 2.

10.5. До 6-го числа месяца следующего за расчетным Сетевая организация 2 согласовывает акт приема-передачи электроэнергии и возвращает Сетевой организации 1 два экземпляра подписанного Акта приема-передачи электрической энергии. При возникновении у Сетевой организации 2 обоснованных претензий к объему переданной электрической энергии, она обязана сделать соответствующую отметку в акте, указать отдельно в акте неоспариваемую и оспариваемую часть переданной электрической энергии, подписать акт в неоспариваемой части, и предоставить в срок до 4-го числа месяца, следующего за расчетным, Сетевой организации 1 претензию с приложением протокола разногласий к акту и доказательной базы по каждой позиции указанных разногласий. Если Сетевая организация 2 не успевает не позднее 6 числа подписать и скрепить печатью акты приема-передачи электроэнергии, а затем передать их Сетевой организации 1, то Стороны обмениваются подписанными сканированными копиями актов в электронном виде либо посредством факсимильной связи. Оригиналы актов высылаются по почте в течение 3 календарных дней.

10.6. Непредставление или несвоевременное представление Сетевой организацией 2, в соответствии с п. 8.5 настоящего Регламента, подписанного со своей стороны акта приема-передачи электроэнергии свидетельствует о согласии с данными Сетевой организации 1 об объеме переданной электрической энергии, указанном в акте приема-передачи электрической энергии.

10.7. Не позднее 10 числа месяца, следующего за расчетным, Стороны формируют Акт об оказании услуги по передаче электрической энергии (мощности), оказанных соответствующей Стороной, по форме Приложения №6 к настоящему Договору в 3-х экземплярах (один экземпляр для Сетевой организации 2, два экземпляра – для Сетевой организации 1), подписывают их со своей стороны, скрепляют печатью и направляют в адрес Сетевой организации - плательщика заказным письмом с уведомлением либо иным способом.

11. В случае возникновения разногласий в отношении объемов переданной /принятой электроэнергии за расчётный период Стороны принимают необходимые меры по их урегулированию между собой.

12. Обмен данными автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (далее АИИС КУЭ).

12.1. Стороны осуществляют взаимный обмен данными АИИС КУЭ средствами электронной почты на адреса:

- Сетевая организация 1:

- Сетевая организация 2:

12.2. Данные АИИС КУЭ по точкам поставки, указанным в Приложении 1 к данному Регламенту, от Сетевой организации 2 передаются по электронной почте в Сетевую организацию 1 до 06.00 часов московского времени суток, следующих за расчетными, в виде файлов XML формата 80020 (Приложение 3 «Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки»).

12.3. Данные АИИС КУЭ по точкам поставки, указанным в Приложении 1 к данному Регламенту, от Сетевой организации 1 передаются по электронной почте в Сетевую организацию 2 до 06.00 часов московского времени суток, следующих за расчетными, в виде файлов XML формата 80020 (Приложение 3 «Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки»).

12.4. Получасовые измерения приращений мощности формата 80020 должны быть сформированы в разрезе суток московского времени.

12.5. При выходе из строя системы электронной почты Сетевой организации 2, передача данных должна осуществляться через FTP сервер, IP-адрес которого согласовывается в рабочем порядке.

12.6. При выходе из строя системы электронной почты Сетевой организации 1, передача данных должна осуществляться через FTP сервер, IP-адрес которого согласовывается в рабочем порядке.

12.7. Коды и наименования объектам, коды и наименования измерительным каналам в файлах XML формата 80020 присваивает сторона – отправитель файла и гарантирует их уникальность и неизменность. Сторона, принимающая файлы XML, обеспечивает обработку данных АИИС КУЭ из файлов XML согласно присвоенным стороной-отправителем кодам и наименованиям.

12.8. Ответственные лица за передачу данных АИИС КУЭ

|  |
| --- |
| **Со стороны Сетевой организации 1** |
| **ФИО** | **Занимаемая должность** | **Телефон** | **E-mail** |
|  |  |  |  |

|  |
| --- |
| **Со стороны Сетевой организации 2** |
| **ФИО** | **Занимаемая должность** | **Телефон** | **E-mail** |
|  |  |  |  |

12.9. Информация, полученная Сторонами согласно настоящему регламенту, не подлежит разглашению третьим лицам за исключением случаев, предусмотренных действующим законодательством Российской Федерации.

12.10. Передача данных АИИС КУЭ в соответствии с настоящим регламентом является безвозмездной. Ни одна из Сторон не имеет права требовать от другой Стороны какой-либо оплаты за исполнение обязанностей, непосредственно предусмотренных настоящим регламентом.

**Перечень приложений к настоящему Регламенту.**

Приложение №1 – Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется Сетевой организацией 2 в Сетевую организацию 1;

Приложение №2 – Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется Сетевой организацией 1 в Сетевую организацию 2;

Приложение №3 – Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки (Документ 80020);

Приложение №4 – Акт технической проверки прибора учета электроэнергии.

 **ПОДПИСИ:**

**«Сетевая организация 1»: «Сетевая организация 2»:**

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

Приложение 1 к Приложению № 4

к Договору № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

оказания услуг по передаче электрической энергии

Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется

Сетевой организацией 2 в Сетевую организацию 1

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Код точки измерения | Наименование объекта измерения | Наименование точки измерения | Марка устройства |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

**ПОДПИСИ:**

|  |  |
| --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |

Приложение 2 к Приложению № 4

к Договору № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

оказания услуг по передаче электрической энергии

Перечень точек поставки, передача данных АИИС КУЭ по которым осуществляется

Сетевой организацией 1 в Сетевую организацию 2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Код точки измерения | Наименование объекта измерения | Наименование точки измерения | Марка устройства |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |

**ПОДПИСИ:**

|  |  |
| --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  |

Приложение 3 к Приложению № 4

к Договору № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

оказания услуг по передаче электрической энергии

**Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки (Документ 80020).**

* 1. Описание формата входного сообщения.
		1. В поле «Тема письма» (Subject) почтового сообщения должна содержаться информация в следующем формате - <ИНН\_<Номер сообщения>, где
* ИНН - ИНН организации предоставляющей информацию, длина inn – 10 символов;
* номер сообщения ― порядковый номер (идентификатор) сообщения, используется для идентификации сообщений при ответах ИАСУ КУ, локализации и устранения проблем передачи информации и т.п. Номера сообщений присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым сообщением для данных суток.
	+ 1. В почтовое сообщение должен быть вложен файл, содержащий электронный документ.
		2. Имя файла содержащего электронный документ должно составляется в формате “<тип документа>\_<ИНН>\_<дата>\_<номер документа>\_<номер АИИС>”, где:
	1. Тип документа – номер, присвоенный АТС данному типу документа;
	2. ИНН - ИНН организации предоставляющей информацию, длина inn – 10 символов;
	3. дата – операционный период, за который предоставляется информация, в формате “ГГГГММДД”, где ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день. Длина поля <дата> - 8 знаков.
	4. номер документа – порядковый номер (идентификатор) документа. Номер должен содержать не более 7 цифр. Номера документов присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым документом для данного типа документов сформированных для одних и тех же суток;
	5. <номер АИИС> - обязательный параметр, код, присваиваемый АТС АИИС организации. Используется для организации независимой передачи электронных документов от разных АИИС одной организации. Каждая область передаваемой информации (параметр <area>) должна соответствовать номеру своей АИИС, указанному в имени файла.

Расширение файла ― xml.

* 1. Описание структуры входного документа (тип 80020).
		1. Элемент <message> является корневым элементом. Потомками элемента <message> являются элементы <comment>, <datetime>, <sender>, <area>. В документе допускается наличие только одного корневого элемента <message>.
		2. Атрибут class элемента <message> является обязательным и содержит данные о типе электронного документа. Значение атрибута class должно быть равно 80020.
		3. Атрибут version корневого элемента <message> является обязательным и содержит данные о версии формата. Данный документ определяет версию документа 2.
		4. Атрибут number элемента <message> является обязательным и содержит порядковый номер сообщения. (Номера сообщений присваиваются отправителем, начинаются с 1 и увеличиваются на 1 с каждым новым сообщением). Совпадает с номером документа в пункте 1.1.3.
		5. Элемент <datetime> является потомком корневого элемента <message>.В документе допускается наличие только одного элемента <datetime>.Элемент <datetime> содержит информацию о времени создания документа. Потомками элемента <datetime> являются элементы <timestamp>, <day>, <daylightsavingtime>.
		6. Элемент <timestamp> является потомком элемента <datetime>.Содержимым элемента <timestamp> является дата и время формирования данного документа в формате “ГГГГММДДччммсс”, где: ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день, чч – час, мм – минуты, сс – секунды.
		7. Элемент <daylightsavingtime> является обязательным и содержит значение 0. Значение элемента <daylightsavingtime> применяется ко всем значениям времени в данном документе.
		8. Элемент <day> является обязательным и содержит дату, определяющую операционный период, за который предоставляется информация, в формате ГГГГММДД где: ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день.
		9. Элемент <sender> является потомком корневого элемента <message>.В документе допускается наличие только одного элемента <sender>. Элемент <sender> описывает организацию, предоставляющую информацию. Потомками элемента <sender> являются элементы <inn>, <name>.
		10. Элемент <inn> является обязательным и содержит ИНН организации, предоставляющей информацию.
		11. Элемент <name> элемента <sender> содержит название организации, предоставляющей информацию. Длина названия до 250 символов.
		12. Элемент <area> содержит информацию о результатах измерений субъекта ОРЭ. Атрибутом элемента <area> является timezone, указывающий, к какой временной зоне относится данная <area>. Потомками элемента <area> могут являться элементы <inn>, <name>, <measuringpoint>, <deliverypoint>, <deliverygroup>, <peretok>. Список точек измерения, точек поставки, групп точек поставки, перетоков и измерительных каналов, входящих в состав данной <area> определяет АТС. Значением элемента inn является 10-ти значный идентификатор предоставляемый АТС.
		13. Атрибут timezone определяет в какой временной зоне ведется передача данных для данной <area>. Атрибут timezone может принимать следующие значения:

1 – для первой и второй ценовых зон, для первой и третьей неценовых зон;

3 – для второй неценовой зоны.

Отсутствие атрибута timezone эквивалентно записи timezone=1. Использование значений timezone отличных от 1 согласуется с АТС.

* + 1. Элемент <inn> является обязательным и содержит идентификатор, присваиваемый АТС.
		2. Элемент <name> является обязательным и содержит название организации Участника оптового рынка электроэнергии. Длина названия до 250 символов.
		3. Элемент <measuringpoint> содержит сведения о точке измерения и результатах измерения по ней. Атрибутами элемента <measuringpoint> являются code, name. Потомками элемента <measuringpoint> являются элементы <measuringchannel>.
	+ содержимым атрибута name элемента <measuringpoint> является наименование данной точки измерения. Длина наименования до 250 символов.
	+ атрибут code элемента <measuringpoint> содержит уникальный код, присвоенный АТС данной точке измерения.
		1. Элемент <deliverypoint> содержит сведения о точке поставки и результатах измерения в ней. Атрибутами элемента <deliverypoint> являются code и name. Потомками элемента <deliverypoint> являются элементы <measuringchannel>.
	+ содержимым атрибута name является наименование данной точки поставки. Длина наименования до 250 символов.
	+ атрибут code содержит уникальный код, присвоенный АТС точке поставки.
		1. Элемент <deliverygroup> содержит сведения о группе точек поставки и результатах измерения в ней. Атрибутами элемента <deliverygroup> являются code, algorithmversion и name. Потомками элемента <deliverygroup> являются элементы <period>.
	+ содержимым атрибута name является наименование данной группы точек поставки. Длина наименования до 250 символов;
	+ атрибут code содержит уникальный код, присвоенный АТС группе точек поставки;
		1. Элемент <measuringchannel> содержит информацию о результатах измерений по точкам измерений, точкам поставки и группам точек поставки. Потомками элемента <measuringchannel> являются элементы <period>.
	+ атрибут code элемента <measuringchannel> содержит код измерительного канала, присвоенный АТС данному измерительному каналу. В коде измерительного канала содержится информация о направлении передачи электроэнергии и типе измерительного канала;
	+ атрибут desc содержит описание измерительного канала;
		1. Элемент <period> содержит временной диапазон измерения и значения измерительных каналов точки поставки и точки измерения. Потомками элемента <period> являются элемент <value>. В зависимости от интервала измерений в элементах <measuringchannel> должно присутствовать определенное количество элементов <period>. То есть для точки измерения с интервалом измерения 30 минут должно быть 48 элементов <period>. Несовпадение числа элементов <period> считается ошибкой формата и является основанием в отказе приема группы <area> целиком.
			1. Атрибуты <start> и <end> элемента <period> являются обязательными и содержат дату и время начала и конца измерения соответственно, в формате “ччмм”, где: чч – часы, мм - минуты. Последний интервал в операционных сутках записывается в виде start=время начала периода, end=0000.
			2. Содержимым элемента <value> является значение результата измерения. Атрибутами элемента <value> являются status, errofmeasuring, exstendedstatus, param1, param2, param3.
	+ содержимое атрибута status элемента <value> показывает статус передаваемой информации. Статус 0 означает, что передаваемая информация имеет статус коммерческой. В этом случае атрибут статус может отсутствовать. Значение поля status 1 означает, что данную информацию нельзя использовать в коммерческих расчетах.
	+ Атрибуты param1, param2, param3 содержат дополнительную информацию, содержание которой определяется значением атрибута extendedstatus.
	+ Атрибут extendedstatus содержит расширенный статус передаваемой информации. В частности, в случае замещения результатов измерений в точке измерения на значение результатов измерений в точке измерений на обходном выключателе(в случае включения присоединения через обходной выключатель), значение атрибута exstendedstatus равно “1114”, а значение атрибута param1 принимает значение равное коду, присвоенному АТС замещаемой точке измерений. Если обходной выключатель работает на некоммерческое присоединение, то param1 должен быть равен “000000000000000”.

4.2.21. Элемент <peretok> содержит сведения о сальдо перетоков между двумя группами точек поставки и результатов измерений по нему. Атрибутами элемента <peretok> являются code-from, сode-to, algorithmversion и name. Потомками элемента <peretok> являются элементы <period>.

* 1. содержимым атрибута name является наименование данной группе точек поставки. Длина наименования до 250 символов;
	2. атрибут code-from содержит код ГТП, присвоенный АТС группе точек поставки;
	3. атрибут code-to содержит код ГТП, присвоенный АТС группе точек поставки.
	4. Описание формата ответного сообщения (тип 80021).
		1. Корневым элементом электронного документа является <message>. В документе допускается наличие только одного элемента <message>. Потомками элемента <message> являются элементы <file>, <reply>, <fileareas>, <currentstate>.
		2. Атрибут class элемента <message> является обязательным и содержит данные о типе документа. Значение атрибута class должно быть равно 80021.
		3. Атрибут version элемента <message> является обязательным и содержит данные о версии документа. Текущее значение версии равно 2.
		4. Атрибут id элемента <message> является необязательным и содержит уникальный цифровой код сообщения.
		5. Атрибут datetime элемента <message> является необязательным и содержит дату создания ответного сообщения в виде ГГГГММДДччммсс, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день, чч - часы в 24-часовом формате, мм - минуты, сс - секунды.
		6. Элемент <file> является потомком корневого элемента <message> и содержит информацию о вложенном в электронное сообщение файле XML. В документе допускается наличие только одного элемента <file>. Потомками элемента <file> являются элементы <fromaddr>, <name>, <sender>, <day>, <id>, <received>.
		7. Элемент <fromaddr> является необязательным потомком элемента <file> и содержит адрес электронной почты с которой пришло письмо содержащее входящий файл формата 80020 на который было сформировано данное ответное сообщение.
		8. Элемент <name> является обязательным потомком элемента <file> и содержит название файла XML формата 80020 на который было сформировано данное ответное сообщение.
		9. Элемент <sender> является необязательным потомком элемента <file> и содержит ИНН организации - поставщика информации которая сформировала входящий файл.
		10. Элемент <day> является необязательным потомком элемента <file> и содержит сутки на которые был сформирован входящий файл в формате ГГГГММДД, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день.
		11. Элемент <id> является обязательным потомком элемента <file> и содержит код входящего XML-файла в базе данных ИАСУ КУ.
		12. Элемент <received> является обязательным потомком элемента <file> и содержит дату получения входящего файла системой ИАСУ КУ в виде ГГГГММДДччммсс, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день, чч - часы в 24-часовом формате, мм - минуты, сс - секунды.
		13. Элемент <reply> является обязательным потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по ошибкам файла и статусу его обработки. В документе допускается наличие только одного элемента <reply>. Потомками элемента <reply> являются элементы <error>.
		14. Атрибут filestatus элемента <reply> является обязательным и содержит цифровой код статуса обработки файла. Может принимать следующие значения: 0 ― ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 ― Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 ― файл содержал ошибки, весь файл либо некоторые данные не были приняты.
		15. Атрибут desc элемента <reply> является необязательным и содержит короткое текстовое описание кода статуса обработки из атрибута filestatus.
		16. Элемент <error> является необязательным потомком элемента <reply> и содержит текст ошибки, найденной во входящем файле. В документе допускается наличие нескольких элементов <error>.
		17. Атрибут areacode элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код соответствующего элемента <area> во входящем XML-файле для которого была обнаружена данная ошибка.
		18. Атрибут type элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код типа ошибки.
		19. Атрибут subtype элемента <error> является необязательным и содержит цифровой код подтипа ошибки.
		20. Элемент <fileareas> является необязательным потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по статусам обработки элементов <area> во входящем XML-файле. В документе допускается наличие не более одного элемента <fileareas>. Потомками элемента <fileareas> являются элементы <area>.
		21. Элемент <area> является необязательным потомком элемента <fileareas> и содержит информацию по статусу обработки определенного элемента <area> в соответствующем входящем файле.
		22. Атрибут code элемента <area> является обязательным и содержит код группы <area> в исходном файле.
		23. Атрибут status элемента <area> является обязательным и содержит статус обработки соответствующего элемента <area> во входящем файле. Может принимать следующие значения: 0 - ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 - Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 - группа <area> содержала ошибки и данные из нее приняты не были.
		24. Атрибут desc элемента <area> является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте status.
		25. Элемент <currentstate> является потомком корневого элемента <message> и содержит информацию по текущему состоянию статусов групп <area> для данного поставщика информации. В документе допускается наличие не более одного элемента <currentstate>. Потомками элемента <currentstate> являются элементы <area>.
		26. Атрибут forsender элемента <currentstate> является обязательным и содержит ИНН организации - поставщика информации для которой приводятся данные.
		27. Атрибут fordate элемента <currentstate> является обязательным и содержит дату на которую приводятся данные в формате ГГГГММДД, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день.
		28. Атрибут desc элемента <currentstate> является необязательным и содержит короткое текстовое описание элемента <currentstate>.
		29. Элемент <area> является необязательным потомком элемента <currentstate> и содержит информацию по статусу обработки наилучшего элемента <area> для поставщика информации указанного в атрибуте forsender для суток указанных в атрибуте fordate.
		30. Атрибут code элемента <area> является обязательным и содержит код группы <area> в исходном файле.
		31. Атрибут status элемента <area> является необязательным и содержит статус обработки соответствующего элемента <area> во входящем файле. Может принимать следующие значения: 0 - ошибок при обработке не обнаружено, данные приняты; 1 - Ошибок при обработке не обнаружено, некоторые данные имели статус некоммерческой информации; 2 и другие значения кроме 0 и 1 - группа <area> содержала ошибки и данные из нее приняты не были.
		32. Атрибут desc элемента <area> является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте status
		33. Атрибут fromfile элемента <area> является необязательным и содержит название файла данные из которого получили наилучший статус по этой группе <area> и были занесены в базу данных ИАСУ КУ.

# Декларация разметки входного документа 80020

<!ELEMENT message (comment?,datetime,sender,area\*)>

 <!ATTLIST message

 class CDATA #REQUIRED

 version CDATA #REQUIRED

 number CDATA #REQUIRED

 >

<!ELEMENT datetime (timestamp, daylightsavingtime, day)>

<!ELEMENT timestamp (#PCDATA)>

<!ELEMENT daylightsavingtime (#PCDATA)>

<!ELEMENT day (#PCDATA)>

<!ELEMENT sender (inn,name)>

<!ELEMENT inn (#PCDATA)>

<!ELEMENT name (#PCDATA)>

<!ELEMENT comment (#PCDATA)>

<!ELEMENT area (inn,name, measuringpoint+, deliverypoint+, deliverygroup+,peretok+ ) >

<!ATTLIST area

 timezone CDATA #IMPLIED

>

<!ELEMENT peretok (period+)>

<!ATTLIST peretok

 code-from CDATA #REQUIRED

 code-to CDATA #REQUIRED

 name CDATA #REQUIRED

>

<!ELEMENT measuringpoint (measuringchannel+) >

 <!ATTLIST measuringpoint

 code CDATA #REQUIRED

 name CDATA #REQUIRED

 >

<!ELEMENT deliverypoint (measuringchannel+) >

 <!ATTLIST deliverypoint

 code CDATA #REQUIRED

 name CDATA #REQUIRED

 algorithmversion CDATA # IMPLIED

 >

<!ELEMENT deliverygroup (period+) >

 <!ATTLIST deliverygroup

 code CDATA #REQUIRED

 name CDATA #REQUIRED

 algorithmversion CDATA # IMPLIED

 >

<!ELEMENT measuringchannel (period+) >

 <!ATTLIST measuringchannel

 code CDATA #REQUIRED

 desc CDATA #REQUIRED

 algorithmversion CDATA # IMPLIED

 >

<!ELEMENT period (value) >

 <!ATTLIST period

start CDATA #REQUIRED

 end CDATA #REQUIRED

 summer CDATA #IMPLIED

 >

<!ELEMENT value (#PCDATA) >

 <!ATTLIST value

 status CDATA #IMPLIED

 errofmeasuring CDATA #IMPLIED

 param1 CDATA #IMPLIED

 param2 CDATA #IMPLIED

 param3 CDATA #IMPLIED

 extendedstatus CDATA #IMPLIED

 >

**ПОДПИСИ:**

|  |  |
| --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  |

Приложение 4 к Приложению № 4

к Договору № \_\_\_\_\_ от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

оказания услуг по передаче электрической энергии

**Акт №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**проверки приборов учета электроэнергии**

Дата и время проведения проверки: «\_\_\_\_\_» «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_» 20\_\_\_г. «\_\_\_\_\_» час. «\_\_\_\_\_» мин.

Потребитель:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Наименование объекта:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Адрес объекта:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

№ договора:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Форма проверки: **инструментальная проверка / визуальный осмотр**

 (нужное подчеркнуть)

Основание для проведения проверки**: плановая проверка / внеплановая проверка**

 (нужное подчеркнуть)

Лица, принявшие участие в проверке:

представитель филиала ПАО «МРСК Сибири» – «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_»:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О., номер и дата выдачи удостоверения)

от потребителя:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, № тел.: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(Ф.И.О., должность)

иные лица:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Лица, приглашенные для участия в проверке, но не принявшие в ней участие:

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(должность, Ф.И.О.)

Место установки прибора учета: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Тип | Номер | Показания | Iном,А | Uном,В | Дата истечения МПИ | Класс точности |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

**Характеристика расчетного прибора учета:**

Характеристика и место установки пломб на момент начала проверки прибора учета:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Характеристика и место установки пломб после проверки прибора учета:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Вид(тт, тн) | Тип | Номинальные значения токаА/А | Номер | Дата истечения МПИ | Классточности |
| А | ТТ |  |  |  |  |  |
| В |  |  |  |  |  |
| С |  |  |  |  |  |
|  | ТН |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

**Характеристики измерительных трансформаторов:**

Характеристика и место установки пломб на момент начала проверки измерительных трансформаторов (иного оборудования):\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Характеристика и место установки пломб после проверки измерительных трансформаторов (иного оборудования):\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Характеристика используемого оборудования при проверке** \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(тип, №, дата гос. поверки)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Фаза «А»** | **Фаза «В»** | **Фаза «С»** |
| Сила тока в первичной цепи, I1, А |  |  |  |
| Сила тока во вторичной цепи, I2, А |  |  |  |
| Напряжение в цепи, U, кВ |  |  |  |
| Направление и угол между векторами тока и напряжения вторичной цепи, град., С/L. |  |  |  |
| Погрешность, % |  |

 Результат измерений:

Проведена фото/видео фиксация прибором:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(наименование, тип, номер)

**РЕЗУЛЬТАТ ПРОВЕРКИ:**

Прибор учета **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_** для осуществления расчетов за

(пригоден/не пригоден)

потребленную электроэнергию и оказанные услуги по передаче электроэнергии.

Прибор учета **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_** требованиям нормативно-технической

(соответствует/не соответствует)

документации.

Безучетное потребление электроэнергии\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(имеется/отсутствует)

Прибор учета признан утраченным:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(да/нет)

 **Описания выявленных нарушений:**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Лица, отказавшиеся от подписания акта, либо несогласные с указанными в акте результатами проверки (причина отказа от подписи/несогласия):\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

Представители филиала

ПАО «МРСК Сибири» - «\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_»: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

 (подпись, Ф.И.О.) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

 (подпись, Ф.И.О.)

Лица, принявшие участие в проверке: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(подпись, Ф.И.О.)

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(подпись, Ф.И.О.)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **ПРИЛОЖЕНИЕ № 5** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **к Договору оказания услуг по передаче электроэнергии** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **«Форма акта согласована»** |  |  |  |  |  |  | **«Форма акта согласована»** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | **Сетевая организация 1:** |  |  |  |  |  |  | **Сетевая организация 2:** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  **Акт приема-передачи электрической энергии** |
|  |  |  **от "\_\_\_\_\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.** |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  **за период с "\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г. по "\_\_\_"\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г.** |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| № п/п | Точка присоединения | Место установки прибора учета | Тип счетчика | Заводской номер счетчика | Коэф. учета | Показания на *начало расчетного периода* | Показания на *окончание расчетного периода* | Разность показаний расчетного счетчика за месяц | Расчетный коэффициент | Количество электроэнергии, учтенной счетчиками, кВт\*ч | Вычисляемая добавка, кВт\*ч (с учетом знака) | Количество э/э, при неисправности, демонтаже, утрате или истечения срока межповерочного интервала расчетного ПУ, кВт\*ч | ИТОГО, кВт\*ч | Уровень напряжения | Данные другой Стороны по Договору |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 |
|  | **1. Передано э/энергии из сети Сетевой организации 1 в сети Сетевой организации 2** |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |   |   |   |   |  |
|  | **1. Передано э/энергии из сети Сетевой организации 2 в сети Сетевой организации 1** |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |   |   |   |  |   |
|   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |  |   |   |   |   |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  | **ПОДПИСИ СТОРОН** |  |  |
|  | Сетевая организация 1: |  |  |  |  |  |  | Сетевая организация 2: |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  |  |  |  |  |  |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  |
|  | М.П. |  |  |  |  |  |  | М.П. |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |
| --- | --- |
|  | **Приложение № 6.1** |
|  | **к договору оказания услуг по передаче электрической энергии**  |
|  | **№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г.** |
|  |  |  |  |  |  |
| **ФОРМА АКТА № \_\_\_\_\_\_\_\_ от "\_\_" \_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_ г.** |
| ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ |
| **за \_\_\_\_\_\_\_\_ (месяц) 20\_\_ г.** |
|  |  |  |  |  |  |
|  ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем "Сетевая организация 1", в лице \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, с одной стороны, и «Открытое акционерное общество "\_\_\_\_\_\_\_\_"», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, с другой стороны, вместе именуемые “Стороны”, оформили и подписали настоящий Акт о том, что в соответствии с договором оказания услуг по передаче электрической энергии от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. №\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ Сетевая организация 1 (Сетевая организация 2) оказала Сетевой организации 2 (Сетевой организации 1) в полном объеме услуги по передаче электроэнергии:, |
|  |  |  |  |  |  |
| № | Наименование  | Единицы измерения | Тариф | Объем | Сумма, руб. |
| **1** |  **Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))** | **МВт** |  | **0,000** | **0,00** |
| **2** |  **Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потерь) электрической энергии (при двухставочном тарифе))** | **МВт\*ч** |  | **0,000** | **0,00** |
| **3** |  **Услуги по передаче электроэнергии (при одноставочном тарифе)** | **МВт\*ч** |  | **0,000** | **0,00** |
| **Стоимость услуги по передаче электрической энергии** | **0,00** |
| **НДС (18%)** | **0,00** |
| **Всего с НДС** | **0,00** |
|  |  |  |  |  |  |
| Всего оказано услуг на сумму: \_\_\_\_ рублей ( сумма прописью ); в т.ч. НДС \_\_\_рублей (сумма прописью) |
| Сетевая организация 2 (Сетевая организация 1) по оказанию услуг к Сетевой организации 1 (Сетевой организации 2) не имеет. |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
| Сетевая организация 1: | Сетевая организация 2: |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
|  |  |  |  |  |  |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| М.П. |  | М.П. |  |  |  |

|  |
| --- |
| Приложение № 6.2 |
| к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  |
| № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г. |
|  |  |  |  |  |
| **ФОРМА АКТА № \_\_\_\_\_\_\_\_ от "\_\_" \_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_ г.** |
| О ВНЕСЕНИИ ИСПРАВЛЕНИЙ В АКТОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ |
| **за \_\_\_\_\_\_\_\_ (месяц) 20\_\_ г.** |
|  |  |  |  |  |
|  ПАО "МРСК Сибири", именуемое в дальнейшем " Сетевая организация 1", в лице \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, с одной стороны, и «Открытое акционерное общество "\_\_\_\_\_\_\_\_"», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_, с другой стороны, вместе именуемые “Стороны”, оформили и подписали настоящий Акт об оказании услуги по передаче электрической энергии:Данные Акта от \_\_\_\_\_\_\_\_\_ об оказании услуги по передаче электрической энергии за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ считать следующими: |
|  |  |  |  |  |
| Наименование  | Единицы измерения | Тариф | Объем | Сумма, руб. |
|  **Услуги по передаче электрической энергии (в части содержания электрических сетей (при двухставочном тарифе))** | **МВт** |  | **0,000** | **0,00** |
|  **Услуги по передаче электрической энергии (в части технологического расхода (потерь) электрической энергии (при двухставочном тарифе))** | **МВт\*ч** |  | **0,000** | **0,00** |
|  **Услуги по передаче электроэнергии (при одноставочном тарифе)** | **МВт\*ч** |  | **0,000** | **0,00** |
| **Стоимость услуги по передаче электрической энергии** | **0,00** |
| **НДС (18%)** | **0,00** |
| **Всего с НДС** | **0,00** |
| Всего оказано услуг на сумму: \_\_\_\_ рублей ( сумма прописью ); в т.ч. НДС \_\_\_рублей (сумма прописью) |
| Сетевая организация 2 (Сетевая организация 1) по оказанию услуг к Сетевой организации 1 (Сетевой организации 2) не имеет. |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
| Сетевая организация 1: | Сетевая организация 2: |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |
|  | М.П. |  |  |  |
| Приложение № 6.3к договору оказания услуг по передаче электрической энергии№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.ФОРМА ПРОТОКОЛА РАЗНОГЛАСИЙ № \_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  |
| К АКТУ № \_\_\_\_\_от\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ  |
| ПО ДОГОВОРУ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_. |
| ЗА \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_ года |
|  |  |  |  расчетный период |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Услуга | Редакция \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (наименование Сетевой организации 1) | Редакция \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(наименование Сетевой организации 2) | Разногласия |
| Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги |
| тариф | МВт/тыс.кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс.кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс.кВтч | руб (без НДС) |
| **Содержание эл. сетей:** |  |  |  |  |  |  |  |   |   |
| **Технологический расход /Услуга по передаче электроэнергии:** |  |  |  |  |  |  |  |   |   |
| **Итого:** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |
| **Всего стоимость услуг, с НДС, руб.** |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ |  |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ |
| М.П. |  |  |  | М.П. |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Приложение № 6.4к договору оказания услуг по передаче электрической энергии№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.ФОРМА ПРОТОКОЛА УРЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗНОГЛАСИЙ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |  |  |  |  |  |  |  |
|  К ПРОТОКОЛУ РАЗНОГЛАСИЙ № \_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_К АКТУ ОБ ОКАЗАНИИ УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ № \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | ЗА \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_ГОДА |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | расчетный период |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|
| Услуга | Редакция \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ (наименование Сетевой организации 1) | Редакция \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_(наименование Сетевой организации 2) | Разногласия |   |
| Начальная редакция | Корректировка  | Новая редакция | Начальная редакция | Корректировка  | Новая редакция |   |
| Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги | Объем оказанной услуги |   |
| тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) | тариф | МВт/тыс. кВтч | руб (без НДС) |   |
| **Содержание эл. сетей:** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |   |
| **Итого:** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |   |
| **Технологический расход /Услуга по передаче электроэнергии:** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |   |
| **Итого:** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |  | **0** | **0** |   |
| **Всего стоимость услуг, с НДС, руб.** |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |  |  | **0** |   |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ |  |  |  |  |  |  |  | \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ |  |  |  |  |  |  |  |  |
| М.П. |  |  |  |  |  |  |  |  |  | М.П. |  |  |  |  |  |  |  |  |

ПРИЛОЖЕНИЕ № 7

 к договору оказания услуг по передаче

электроэнергии

№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_от\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г.

# АКТ

# Об осуществлении технологического присоединения

Согласно формы регламентированной Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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"

Приложение №1 Постановления 861

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  |  | **Приложение №8** |  |
|  |  |  **к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии** |  |
|  |  |  **№\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_г.** |  |
|  |  |  |  |  |
| **Перечень объектов межсетевой координации** |  |
|  |
|  | **1. Линии электропередачи** |  |
|  |  |  |  |  |
| № | наименование ЛЭП | Сторона договора |  |
| выполняющая изменение эксплуатационного состояния | согласующая изменение эксплуатационного состояния |  |
| 1 |   |   |   |  |
| 2 |   |   |   |  |
| 3 |   |   |   |  |
| 4 |   |   |   |  |
| 5 |   |   |   |  |
| 6 |   |   |   |  |
| 7 |   |   |   |  |
| 8 |   |   |   |  |
| 9 |   |   |   |  |
| 10 |   |   |   |  |
|  |  |  |  |  |
|  | **2. Оборудование подстанций** |  |
|  |  |  |  |  |
| № | оборудование подстанции | Сторона договора |  |
| выполняющая изменение эксплуатационного состояния | согласующая изменение эксплуатационного состояния |  |
| 1 |   |   |   |  |
| 2 |   |   |   |  |
| 3 |   |   |   |  |
| 4 |   |   |   |  |
| 5 |   |   |   |  |
| 6 |   |   |   |  |
| 7 |   |   |   |  |
| 8 |   |   |   |  |
| 9 |   |   |   |  |
| 10 |   |   |   |  |
|  |  |  |  |  |
| **Сетевая организация 1:** |  | **Сетевая организация 2:** |

Приложение № 9 к Договору оказания услуг по передаче

электрической энергии

 от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_г. № \_\_\_

Положение об оперативно-технологическом взаимодействии персонала Сторон

1. Термины и применяемые сокращения

**График временного отключения** – график временного отключения потребления электрической мощности (МВт), включая графики отключений со временем реализации не более 5 мин. по операционной зоне \_\_\_\_\_\_ РДУ, в соответствии с которыми без предварительного уведомления потребителей сетевой организацией по команде (распоряжению) диспетчерского центра или самостоятельно сетевой организацией (потребителем) производятся отключения линий электропередачи и трансформаторов. При этом также может предусматриваться отключение электроустановок по команде (распоряжению) системного оператора непосредственно персоналом потребителей.

**Графики ограничения** – график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (тыс.кВт.ч) и график аварийного ограничения режима потребления электрической мощности (МВт) по операционной зоне \_\_\_\_\_\_\_ РДУ, в соответствии с которыми потребители заранее уведомляются о необходимости ограничить потребление электрической энергии (мощности) и самостоятельно выполняют технические (технологические) мероприятия, обеспечивающие снижение потребления в указанных в уведомлении объемах и периодах суток. Реализация таких графиков может производиться без отключения энергопринимающих устройств и (или) линий электропередачи.

**Диспетчерский центр** – структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом энергосистемы (РДУ).

**Объекты электроэнергетики –** имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

**Оперативная заявка** (далее заявка) – документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей оборудование организации изменить эксплуатационное состояние ЛЭП, электротехнического или энергетического оборудования, устройств РЗА, ПА, АРЧМ, АСДУ, СДТУ или/и технологический режим его работы. Заявка оформляется и передается для рассмотрения и принятия решения соответствующему субъекту электроэнергетики.

**Оперативное ведение –** организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при котором технологический режим или эксплуатационное состояние изменяются с разрешения оперативного персонала (ЦУС или энергообъекта), уполномоченного соответствующим субъектом электроэнергетики.

**Оперативное управление** – организация управления технологическим режимом и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при котором технологический режим работы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативным командам оперативного персонала (ЦУС или энергообъекта), уполномоченного соответствующим субъектом электроэнергетики.

**Оперативные персонал ЦУС** – работники (диспетчеры), уполномоченные от имени сетевой организации отдавать команды оперативно подчиненному персоналу подстанций на осуществление, в отношении подведомственных объектов электрических сетей, мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию.

**Оперативный персонал энергообъекта** – работники, уполномоченные субъектом электроэнергетики на осуществление, в отношении принадлежащего ему оборудования электроэнергетики, мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию.

**Технологический режим работы** – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или в энергопринимающей установке потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки противоаварийной автоматики).

**Технологическое ведение** – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, осуществляемое оперативным персоналом субъектов электроэнергетики или потребителей электрической энергии.

**Технологическое управление** – выполняемые оперативным персоналом субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии) координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) и (или) сами такие действия, осуществляемые с использованием средств телеуправления либо непосредственно на объектах электроэнергетики (энергопринимающих установках), исключая случаи, когда указанные действия выполняются по диспетчерской команде.

**Электроэнергетический режим энергосистемы** – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

**АСДУ** – автоматизированная система диспетчерского управления.

**ВЛ** – воздушная линия электропередачи – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.). За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для ответвлений – ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод РУ.

**ВОЛС –** волоконно-оптическая линия связи.

**ГАО** - графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

**ДП** – диспетчерский пункт.

**ДС** – диспетчерская служба ПО ЦУС.

**КЛ** – кабельная линия – линия для передачи электроэнергии или отдельных ее импульсов, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями, а для маслонаполненных кабельных линий, кроме того, с подпитывающими аппаратами и системой сигнализации давления масла.

**ЛЭП** – линия электропередачи – электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии.

**ОДС** – оперативно-диспетчерская служба.

**ОИК** – оперативно-информационный комплекс.

**ПА** – противоаварийная автоматика.

**ПО** – производственное отделение.

**ПТБ** – правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

**ПТЭ** – правила технической эксплуатации.

**РДУ –** филиал ОАО «СО ЕЭС» – РДУ.

**РЗА** – релейная защита и автоматика электроэнергетической системы, автоматические осциллографы, регистраторы аварийных событий, регистраторы переходных режимов, устройства передачи аварийных команд для релейной защиты и противоаварийной автоматики.

**СДТУ** – средства диспетчерского и технологического управления.

**ТИ** – телеизмерения.

**ТМ** – телемеханика.

**ТС** – телесигнализация.

**ТСО** – территориальная сетевая организация.

**ЦУС** (**Центр управления сетями) -** структурное подразделение сетевой организации, уполномоченное на осуществление функций технологического управления и технологического ведения подведомственными объектами электрических сетей, в том числе объектами диспетчеризации, входящих в эксплуатационную зону ответственности сетевой организации.

**ЧС** – чрезвычайная ситуация.

1. **Общие положения и требования по организации и осуществлению взаимоотношений**
	1. Настоящее Положение определяет обязанности, права и границы ответственности между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2 в части оперативно-технологического управления.
	2. Объекты межсетевой координации, включая оборудование подстанций 110 кВ, устройства РЗА и ВЛ-110 кВ, относящиеся к объектам диспетчеризации указываются в «Перечне распределения оборудования РЗА, СДТУ, систем противоаварийной автоматики Сетевой организации 1 по способу технологического управления» (далее Перечень), разрабатываемым Сетевой организацией 1.
	3. Определение оперативной принадлежности оборудования не указанного в Перечне определяется сторонами самостоятельно.
	4. Документация, которой руководствуется оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 указана в Приложении 2, являющегося неотъемлемой частью данного Положения.
	5. Персонал Сетевой организации 2 осуществляет техническое обслуживание, обеспечивает сохранность и функционирование установленных, в принадлежащих ей электроустановках, устройств релейной защиты системной и противоаварийной автоматики и ее компонентов.
2. **Основные задачи Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2, решаемые при взаимодействии**
	1. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей при передаче электрической энергии и мощности по сетям Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.
	2. Проведение режимных мероприятий для обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии.
	3. Совместные действия по предупреждению и ликвидации технологических нарушений при передаче и распределении электрической энергии.
3. **Порядок взаимодействия сторон**
	1. Порядок и сроки предоставления оперативной информации определяются на основании «Регламента информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2.» (Приложение 1), который является неотъемлемой частью данного Положения.
	2. Предоставление прочей информации осуществляется по запросу, в письменном виде, с визой ответственного исполнителя (с указанием Ф.И.О., контактного телефона, факса и электронного адреса исполнителя) за подписью технического руководителя (заместителей технического руководителя) Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2.
4. **Порядок проведения контрольных замеров**
	1. Контрольные измерения (замеры) потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения проводятся 2 раза в год на основании задания и в сроки определенные Сетевой организацией 1.
	2. Обработанные данные по результатам контрольных замеров предоставляются Заказчику в установленные заданием сроки.
	3. Форма и объем предоставляемой информации определяется заданием.
	4. В случае необходимости уточнения данных в отдельных узлах энергосистемы, по решению РДУ или Сетевой организации 1, могут проводиться внеочередные и дополнительные контрольные замеры. Задание на внеочередные замеры передается через Сетевую организацию 1.
5. **Порядок разработки и ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)**
	1. Сетевая организация 1 и Сетевая организация 2 при разработке и вводе графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее ГАО) руководствуются утвержденными Министерством энергетики РФ «Правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики» (далее Правила).
	2. ГАО разрабатываются Сетевой организацией 2 на основании задания Сетевой организации 1, в сроки заданные Сетевой организацией 1.
	3. Разработанные Сетевой организацией 2 графики направляются в Сетевую организацию 1 для составления сводных графиков по энергосистеме.
	4. Сетевая организация 1 направляет разработанные и утвержденные ГАО на период с 1 октября текущего года по 30 сентября следующего года в Сетевую организацию 2.
	5. Команду на ввод графика временного отключения оперативному персоналу Сетевой организации 2 отдаёт персонал ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС), за исключением случаев, когда между Сетевой организацией 2 и РДУ есть прямой канал связи, и, в целях сокращения времени реализации графика временного отключения, команду оперативному персоналу Сетевой организации 2 отдаёт персонал РДУ.
	6. При получении команды на ввод графика временного отключения, оперативный персонал Сетевой организации 2 обязан незамедлительно отключить все присоединения согласно графика.
	7. После ввода графика временного отключения персоналу Сетевой организации 2 запрещено запитывать отключенную нагрузку от центров питания, оставшихся под напряжением.
	8. После осуществления фактических действий по вводу графика временного отключения оперативный персонал Сетевой организации 2 обязан сообщить диспетчеру ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) время отключения фидеров и их диспетчерские наименования по каждой очереди графика, фактически отключенную нагрузку по каждому фидеру и суммарно отключенную нагрузку по введенным очередям.
	9. Включение присоединений, отключенных по графику временных отключений, оперативный персонал Сетевой организации 2 производит по команде диспетчера ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС).
	10. Графики аварийного режима потребления вводятся с 0 часов 00 минут следующих суток. Диспетчер ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) до 14:00 текущих суток уведомляет оперативный персонал Сетевой организации 2 о вводе графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).
6. **Порядок расстановки ПА по подстанциям Сетевой организации 2**
	1. Сетевая организация 1 составляет карту расстановки АЧР в энергосистеме и направляет для исполнения в Сетевую организацию 2.
	2. О подключении нагрузки к устройствам АЧР на подстанциях Сетевой организации 2, согласно карте расстановки АЧР, Сетевая организация 2 письменно сообщает в Сетевую организацию 1, в установленные заданием сроки.
7. **Порядок обмена данными телеизмерений**
	1. Имеющиеся данные телеизмерений, телесигнализации и АСКУЭ с электроустановок Сетевой организации 2 передаются с сервера Сетевой организации 2 в Сетевую организацию 1. Перечень транслируемых сигналов и технические условия передачи ТИ указан в Приложении 3.
8. **Порядок вывода оборудования в ремонт**
	1. Согласование годовых и месячных графиков ремонтов, а также подача и проработка оперативных заявок на производство работ в электрических сетях производятся в соответствии Регламентами Сетевой организации 1.
	2. При отказе в согласовании заявки на вывод оборудования в ремонт, отказавшая организация должна четко обосновать причину отказа, принять все меры к устранению этой причины и указать срок, когда это оборудование может быть выведено в ремонт. Повторный срок вывода оборудования в ремонт не должен отстоять от первоначального более чем на три месяца. В отдельных случаях, по согласованию сторон срок вывода оборудования в ремонт может превышать три месяца.
	3. Непосредственно перед выводом оборудования в ремонт оперативный персонал Сетевой организации 1 (Сетевой организации 1) обязан получить на это разрешение оперативного персонала в оперативном ведении, которого находится данное оборудование, вне зависимости от разрешенной заявки.
	4. Оперативный персонал, в управлении которого находится ЛЭП, согласуют заявку со всеми потребителями, с которыми согласно договорам на оказание услуг по передаче электрической энергии осуществляется согласование вывода оборудования в ремонт.
	5. Оперативный персонал Сетевой организации 1 (Сетевой организации 2) имеет право, в случае необходимости потребовать ввод в работу ремонтируемого оборудования за время аварийной готовности, указанной в заявке.
9. **Производство переключений**
	1. Диспетчер ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС) является старшим оперативным руководителем операционной зоны Сетевой организации 1. Его команды, отдаваемые оперативному персоналу Сетевой организации 2 по вопросам, входящим в его компетенцию, подлежат незамедлительному исполнению.
	2. Ни один элемент оборудования, находящегося в технологическом управлении или ведении диспетчера ДС ПО ЦУС Сетевой организации 1 не может быть без его команды или разрешения включен в работу или же выведен из работы, или резерва, за исключением случаев явной опасности для жизни людей и сохранности оборудования.
	3. Все переключения в электрических сетях должны производиться при строгом соблюдении действующих ПТБ, ПТЭ, Инструкции по переключениям в электроустановках (СО 153-34.20.505-2003).
	4. Оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 производит оперативные переключения на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении, только с разрешения персонала, в оперативном ведении которого находится указанное оборудование.
	5. Разрешение на подготовку рабочего места и допуск ремонтного персонала для производства работ ВЛ, находящихся на балансе Сетевой организации 1, осуществляет оперативный персонал, в оперативном управлении которого находится выводимая в ремонт ВЛ.
	6. Разрешение на подготовку рабочего места и допуск на линейные разъединители 35, 110 кВ, находящиеся на балансе Сетевой организации 2 дает оперативный персонал Сетевой организации 2, после получения разрешения от оперативно-диспетчерского персонала, в оперативном управлении которого находится выводимое в ремонт оборудование.
	7. Оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 должны предпринимать скоординированные действия по поддержанию уровня напряжения у потребителей, запитанных по фидерам 6, 10 кВ в пределах установленных техническими регламентами и ГОСТ.
10. **Общие обязанности сторон**
	1. ***Сетевая организация 1*** ***обязана:***
		1. Рассматривать оперативные заявки Сетевой организации 2 на изменение состояния оборудования, находящегося в оперативном управлении или оперативном ведении Сетевой организации 1.
		2. Координировать совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.
		3. Обеспечивать нормативной, технической документацией, разрабатываемой Сетевой организацией 1 в рамках взаимоотношений Сетевой организации 1и Сетевой организации 2.
		4. Предоставлять Сетевой организации 2 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенную Регламентом информационного обмена (Приложение 1).
		5. Принимать меры, направленные на повышение надежности работы оборудования и снижение рисков технологических нарушений. При возникновении технологического нарушения, принимать необходимые меры оперативного характера, направленные на восстановление технических характеристик энергетического оборудования находящегося на балансе Сетевой организации 1.
		6. Обеспечивать оперативную (диспетчерскую) дисциплину и исполнение инструктивных материалов по оперативно-технологическому управлению.
	2. ***Сетевая организация 2*** ***обязана:***
		1. Принимать меры, направленные на повышение надежности работы оборудования и снижение рисков технологических нарушений. При возникновении технологического нарушения, принимать необходимые меры оперативного характера, направленные на восстановление технических характеристик энергетического оборудования подстанций Сетевой организации 2.
		2. Обеспечивать оперативно (диспетчерскую) дисциплину оперативного персонала Сетевой организации 2.
		3. Организовывать эксплуатацию энергетического оборудования и устройств РЗА, ПА в соответствии с их разграничением по оперативному управлению и оперативному ведению, на основе указаний Сетевой организации 1.
		4. Организовывать информационное и техническое взаимодействие систем СДТУ, АСДУ с аналогичными системами Сетевой организации 1.
		5. Предоставлять Сетевой организации 1 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенную Регламентом информационного обмена (Приложение 1).
		6. Координировать с диспетчерскими службами Сетевой организации 1 совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.
		7. При расследовании технологических нарушений, несчастных случаев, нарушении оперативной дисциплины привлекать, по согласованию с Сетевой организации 1, специалистов для участия в работе комиссии.
11. **Обязанности сторон в области организации и осуществления круглосуточного оперативного управления**
	1. ***Сетевая организация 1*** ***обязана:***
		1. Осуществлять непрерывное круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием.
		2. Руководить ликвидацией технологических нарушений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении диспетчерских служб Сетевой организации 1 по принадлежности.
		3. Согласовывать и предоставлять необходимую документацию, определенную Регламентом взаимоотношений (Приложение 1).
	2. ***Сетевая организация 2*** ***обязана:***
		1. Организовывать и осуществлять круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием, находящимся в оперативном управлении персонала Сетевой организации 2.
		2. Осуществлять по команде диспетчерских служб Сетевой организации 1мероприятия по изменению состава, схемы и режима работы оборудования при необходимости предупреждения и ликвидации технологических нарушений, а так же в условиях ЧС.
		3. Осуществлять по команде диспетчерских служб Сетевой организации 1 мероприятия по изменению состава, схемы и режима работы оборудования согласно заявкам (нарядам) энергосбытовой организации, в соответствии с «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012г. № 442.
		4. Своевременно предоставлять Сетевой организации 1 информацию о технологических нарушениях или отклонениях в работе оборудования подстанций «ТСО», находящегося в оперативном управлении, оперативном ведении Сетевой организации 1 определенную Приложением 1 (диспетчерское наименование оборудования, данные о работе защит, показания приборов и т.д.).
12. **Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области электрических режимов и ПА**
	1. ***Сетевая организация 1*** ***обязана:***
		1. Составлять карту расстановки АЧР в энергосистеме, выдавать задания по расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации 2.
		2. Составлять годовые и месячные графики ремонта линий электропередачи, оборудования подстанций, находящегося в оперативном управлении и ведении организации.
		3. Согласовывать технические условия и задания на проектирование энергообъектов, подготавливаемые Сетевой организацией 2, и выполненные по ним проекты: линий электропередачи и электрооборудования, находящихся или передаваемых в оперативное управление или ведение диспетчера ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС).
		4. Согласовывать нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей Сетевой организации 2, находящихся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации 1.
		5. Осуществлять физическую проверку расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации 2.
	2. ***Сетевая организация 2*** ***обязана:***
		1. Осуществлять настройку систем и устройств ПА в соответствии с заданиями филиала ПАО «МРСК Сибири»
		2. Обеспечивать заданный Сетевой организации 1 объем оперативного и автоматического противоаварийного управления.
		3. Обеспечить возможность физической проверки выполнения заданного Сетевой организацией 1 объёма противоаварийного управления на подстанциях Сетевой организации 2.
		4. Вести режим потребления реактивной мощности в соответствии с заданным коэффициентом мощности.
		5. Представлять, согласно регламенту, годовые и месячные графики по ремонту оборудования.
		6. Представлять на согласование программы включения в работу нового и вводимого после ремонта электрооборудования, находящегося в оперативном ведении или управлении Сетевой организации 1.
		7. Обеспечивать организацию проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в характерные дни и часы контрольных замеров по ЕЭС России, а так же внеочередных замеров.
		8. Исполнять разработанные Сетевой организацией 1 инструкции и оперативные указания по ведению электрических режимов сетей Сетевой организации 2 в составе энергосистемы.
		9. Представлять на согласование нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей, подстанций Сетевой организации 2, оборудование которых находящихся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации 1 (п.6.6.4 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденных 19.06.2003).
		10. Представлять на согласование технические условия и задания на проектирование энергообъектов, подготавливаемые Сетевой организацией 2 и выполненные по ним проекты: линий электропередачи и электрооборудования, находящихся или передаваемых в оперативное управление или ведение диспетчерских служб Сетевой организации 1.
13. **Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области оперативного и технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления**
	1. ***Сетевая организация 1 обязана:***
		1. Фиксировать не устраненные в течение смены, нарушения в работе СДТУ.
		2. Осуществлять оперативное руководство устранением повреждений каналов связи и ТМ между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2.
		3. Согласовывать годовой график проверок СДТУ, АСДУ Сетевой организации 2, передающих информацию в ОИК Сетевой организации 1.
		4. Выдавать оперативные указания по устранению отказов СДТУ, АСДУ, каналов связи и ТМ, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчера Сетевой организации 1.
		5. Согласовывать технические задания на проектирование новых и реконструкцию действующих СДТУ, АСДУ.
		6. Рассматривать и согласовывать заявки на вывод из работы СДТУ, АСДУ и находящихся в ведении или управлении Сетевой организации 1.
		7. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.
	2. ***Сетевая организация 2 обязана:***
		1. Осуществлять оперативное и техническое обслуживание СДТУ, АСДУ, находящихся в управлении персонала Сетевой организации 2.
		2. Подавать заявки в Сетевую организацию 1 на проведение всех видов работ на СДТУ, АСДУ находящихся в оперативном ведении или управлении оперативного персонала Сетевой организации 1.
		3. Согласовывать с Сетевой организацией 1 изменение состояния СДТУ, АСДУ, находящихся в оперативном ведении или управлении оперативного персонала Сетевой организации 1 (ввод вывод из ремонта, консервацию, подготовку к испытаниям и т.п.).
		4. Представлять на согласование в Сетевую организацию 1 сводный годовой план капитальных, текущих ремонтов и реконструкции, годовые планы профилактического обслуживания СДТУ, АСДУ, находящихся в оперативном ведении или управлении оперативного персонала Сетевой организации 1.
		5. Представлять на согласование в Сетевую организацию 1 технические задания на проектирование новых и реконструкцию действующих СДТУ, АСДУ, передаваемых или находящихся в оперативном управлении и ведении оперативного персонала Сетевой организации 1.
		6. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.
		7. Своевременно принимать меры по устранению неисправностей датчиков телеизмерений и обеспечивать достоверность телеинформации, поступающей в ОИК Сетевой организации 1.
		8. Обеспечить техническую возможность телефонной связи подразделений Сетевой организации 1 с подразделениями Сетевой организации 2.
		9. Организовать прямые не коммутируемые (основные и резервные) каналы диспетчерской связи и ТМ между ДП ЦУС Сетевой организации 1 и подстанциями Сетевой организации 2.
		10. Предоставлять Сетевой организации 1 выход на телефонную сеть Сетевой организации 2.
		11. Сообщать обо всех выявленных случаях отказов, сбоях и нарушениях в работе СДТУ, АСДУ, находящихся в управлении и ведении диспетчера Сетевой организации 1, произошедших на объектах Сетевой организации 2.
14. **Обязанности Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 в области АСДУ и организации информационного обмена**
	1. ***Сетевая организация 1:***
		1. Анализировать прием и обработку данных АСДУ и ОИК объектов «ТСО», необходимых для выполнения требований к полноте и достоверности данных ОИК и АСДУ Сетевой организации 1.
		2. Выдавать необходимую для Сетевой организации 2 информацию из имеющейся БД ОИК Сетевой организации 1.
	2. ***Сетевая организация 2 обязана:***
		1. Обеспечивать оперативное и техническое обслуживание средств АСДУ, находящихся в оперативном ведении диспетчера Сетевой организации 1.
		2. Сообщать о выявленных случаях неисправности или сбоев систем и устройств ТМ объектов Сетевой организации 2.
15. **Перечень Приложений к настоящему Положению:**
	1. Приложение 1 «Регламент информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2».
	2. Приложение 2 «Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического управления, в операционной зоне Сетевой организации 1.
	3. Приложение 3 «Технические условия по организации передачи в Сетевой организации 1 информации, необходимой для управления режимами энергосистемой».

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/** **МП** | **\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/** **МП** |

Приложение №1 к Приложению №9

к Договору оказания услуг по передаче

электрической энергии

 от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_г. № \_\_\_

**Регламент информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2**

| **№ п/п** | **Наименование информации** | **Срок, периодичность** |
| --- | --- | --- |
| **Сетевая организация 1 передает в Сетевую организацию 2** |
|  | Оперативную информацию о неполадках в работе или аварийных отключениях электротехнического оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1, имеющего непосредственную электрическую связь с оборудованием подстанций Сетевой организации 2. | При возникновении. В течение 20 мин. |
|  | Заявки на вывод из работы оборудования Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1. | При возникновении. Согласно Регламента подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ в электрических сетях Сетевой организации 1. |
|  | Ответы на заявки на вывод из работы оборудования Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских Сетевой организации 1. | При наличии заявки от Сетевой организации 2. Согласно Регламента подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ в электрических сетях Сетевой организации 1. |
|  | Список лиц имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок. | Ежегодно, до 10 декабря |
|  | Изменения в составе лиц оперативного и руководящего персонала, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок. | В течение 10 дней после подписания соответствующих распорядительных документов. |
|  | Задание на разработку ГАО. | Ежегодно, до 15 июля. |
|  | Утвержденные ГАО. | Ежегодно, до 20 сентября. |
|  | Утверждённый годовой график ремонта электротехнического оборудования. | До 30 октября года, предшествующего планируемому. |
|  | Утверждённый месячный график ремонта электротехнического оборудования. | До 1 числа планируемого месяца. |
|  | Задания по подключению нагрузок под действие АЧР. | Согласно сроков установленных Сетевой организацией 1 |
|  | Задание на организацию и проведение контрольных замеров. | В объеме и сроки установленные Сетевой организацией 1 |
|  | Инструкции, регламенты и положения согласно приложению 2. | При пересмотре и изменениях |
|  | Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы Сетевой организации 2**.** | По запросу. |
| **Сетевая организация 2 передает в Сетевую организацию 1.** |
|  | Сообщения обо всех технологических нарушениях, аварийных режимах и выявленных дефектах на оборудовании подстанций Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1. | Немедленно. |
|  | Информацию о возникновении аварий и технологических нарушений в работе электросетевого оборудования, а также оборудования тепловых сетей, находящегося на балансе Сетевой организации 2, с целью исполнения ДС ПО ЦУС Сетевой организацией 1 функций взаимодействия с РО САЦ. | Первоначальную информацию в соответствии с действующим «Порядком передачи оперативной информации о технологических нарушениях на объектах электроэнергетики и в установках потребителей электрической и тепловой энергии». Далее через 4 часа или по запросу. |
|  | Заявки на вывод из работы оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации 1. | При возникновении. Согласно Регламента разработки и согласования графиков ремонтов, подачи и проработки оперативных заявок на производство работ на ВЛ, оборудовании и устройствах, находящегося в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1 для Сетевой организации 2 и потребителей. |
|  | Ответы на заявки на вывод из работы оборудования подстанций Сетевой организации 2, находящегося в оперативном управлении диспетчерских служб Сетевой организации 1. | При наличии заявки от Сетевой организации 1. Согласно Регламента разработки и согласования графиков ремонтов, подачи и проработки оперативных заявок на производство работ на ВЛ, оборудовании и устройствах, находящегося в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1 для Сетевой организации 2 и потребителей. |
|  | Для рассмотрения и согласования программы переключений и производства испытаний при вводе в работу нового или реконструированного оборудования подстанций, находящихся в оперативном управлении и ведении Сетевой организации 1. | Не позднее, чем за 14 дней до планируемой даты включения в работу. |
|  | Данные о работе электрооборудования 6 кВ и выше (ток нагрузки, напряжение и т.п.). | По запросу. |
|  | Карты уставок РЗА. | Ежегодно до 20 ноября.При изменении уставок, в течение 10 дней. |
|  | Списки лиц Сетевой организации 2, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок. | Ежегодно, до 10 декабря. |
|  | Изменения в составе лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок. | В течение 10 дней после подписания соответствующих распорядительных документов. |
|  | Однолинейные схемы электрических соединений подстанции находящейся на балансе Сетевой организации 2**.** | По запросу.При изменении схемы, в течение 15 дней после утверждения новой схемы. |
|  | Нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей и подстанции, находящихся на балансе Сетевой организации 2**.** | Ежегодно, до 15 ноября для согласования.При изменении схемы, в течение 15 дней после утверждения новой схемы. |
|  | Разработанные ГАО. | До 15 августа текущего года. |
|  | Технические характеристики силовых трансформаторов подстанций (U к.з., Iном.); трансформаторы тока, типы реле и уставки защит на вводных выключателях. | По запросу.При изменении, в течение 10 дней после изменения. |
|  | Обработанные данные по дням контрольных замеров. | Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией 1 сроки. |
|  | Отчеты о подключении нагрузок под действие АЧР. | Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией 1 сроки. |
|  | План ремонта для включения месячный график ремонта электротехнического оборудования, находящегося в оперативном управлении Сетевой организации 1. | До 27 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу. |
|  | Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы диспетчерских служб. | По запросу. |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |  |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |

Приложение №2 к Приложению №9

к Договору оказания услуг по передаче

электрической энергии

 от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_г. № \_\_\_

**Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического управления**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |

1. **Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2 совместно:**
	1. Положение об оперативно-техническом взаимодействии Сетевой организации 1 и Сетевой организация 2.
2. **Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 1** **и обязательные для исполнения Сетевой организацией 2:**
	1. Перечень распределения оборудования РЗА, СДТУ, систем противоаварийной автоматики Сетевой организации 1 по способу технологического управления.
	2. Регламент разработки и согласования графиков ремонтов, подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ в электрических сетях Сетевой организации 1.
	3. Ведение оперативных переговоров, оперативного журнала, приемка-сдача смены. Положение.
	4. Производство оперативных переключений в электроустановках. Инструкция.
	5. Предотвращение и ликвидация нарушений нормального режима в электрических сетях и на подстанциях. Инструкция.
3. **Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией 2, требующие согласования с Сетевой организацией 1:**
	1. Схемы нормального и ремонтного режима энергообъектов принадлежащих Сетевой организации 2, в состав которых входят объекты, находящиеся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации 1.
	2. Схемы каналов диспетчерской связи и телемеханики.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |  |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |

Приложение №3 к Приложению №9

к Договору оказания услуг по передаче

электрической энергии

 от «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_г. № \_\_\_

**Технические условия по организации передачи в Сетевую организацию 1 информации, необходимой для управления режимами в операционной зоне Сетевой организации 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |  |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ « \_\_\_ » \_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ г. |
|  |  |  |