

ДОГОВОР №7/23КС
ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

г. Красноярск

30.03.2023г.

Общество с ограниченной ответственностью «Крассети» (ООО «Крассети»), именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация 1»**, в лице генерального директора Васильева Андрея, действующей на основании Устава, с одной стороны, и

Общество с ограниченной ответственностью «Финарт» (ООО «Финарт»), именуемое в дальнейшем **«Сетевая организация 2»**, в лице директора Луцика Игоря Анатольевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, в дальнейшем совместно именуемые **«Стороны»**, заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Стороны договорились понимать используемые в настоящем Договоре термины в следующем значении:

Смежные сетевые организации (далее по тексту ССО) – сетевые организации, владеющие на праве собственности или на ином установленном законом основании объектами электросетевого хозяйства, имеющие технологическое присоединение к электрическим сетям, с использованием которых осуществляется передача электрической энергии. По договору между смежными сетевыми организациями одна сторона договора обязуется предоставлять другой стороне услугу по передаче электрической энергии и (или) осуществляется встречное предоставление услуг по передаче электрической энергии.

Потребителями услуг по передаче электрической энергии являются лица, владеющие на праве собственности или на ином законном основании энергопринимающими устройствами и (или) объектами электроэнергетики, технологически присоединенные в установленном порядке к электрической сети (в том числе опосредованно) субъекты оптового рынка электрической энергии, осуществляющие экспорт (импорт) электрической энергии, а также энергосбытовые организации и гарантирующие поставщики в интересах обслуживаемых ими потребителей электрической энергии. Услуги по передаче электрической энергии предоставляются сетевой организацией на основании договора о возмездном оказании услуг по передаче электрической энергии.

Энергосбытовая организация (далее по тексту ЭСО) – организация, осуществляющая в качестве основного вида деятельности продажу потребителям электрической энергии.

Гарантирующий поставщик электрической энергии (далее по тексту ГП) – коммерческая организация, обязанная в соответствии с Федеральным законом от 26.03.03 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» или добровольно принятыми обязательствами заключить договор энергоснабжения или купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо с лицом, действующим от его имени и в его интересах и желающим приобрести электрическую энергию, который расположен в границе зоны его деятельности.

Потребители – потребитель электрической энергии, приобретающий электрическую энергию (мощность) для собственных бытовых и(или) производственных нужд.

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 энергопринимающих устройств, определенной в документах о технологическом присоединении, а до составления в установленном порядке документов о технологическом присоединении - в точке присоединения энергопринимающего устройства (объекта электроэнергетики). Перечень точек поставки определен Сторонами в Приложении №1 к Договору.

Точка присоединения к электрической сети - место физического соединения энергопринимающего устройства (энергетической установки) потребителя услуг по передаче электрической энергии (потребителя электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии) с электрической сетью сетевой организации.

Средства учета (приборы учета) – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и учет электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, телеметрические датчики, информационно - измерительные системы и их линии связи), соединенные между собой по установленной схеме, используемые для расчетов между Сторонами.

Энергопринимающие устройства потребителя - находящиеся у потребителя аппараты, агрегаты, механизмы, устройства и иное оборудование (или их комплекс), предназначенные для преобразования электрической энергии в другой вид энергии в целях использования (потребления) и имеющие между собой электрические связи.

Потери электрической энергии – разница между объемом электрической энергии, поставленной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, потребляемой энергопринимающими устройствами, присоединенными к этой сети, а также переданной другим сетевым организациям.

Безучетным потреблением считается потребление электрической энергии при отсутствии системы учета, с нарушением установленного договором энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), договором оказания услуг по передаче электрической энергии) и действующим законодательством порядка учета электрической энергии со стороны потребителя (покупателя), выразившимся во вмешательстве в работу прибора учета (системы учета), обязанности по обеспечению целостности и сохранности которого (которой) возложена на потребителя (покупателя), в том числе в нарушении (повреждении) пломб и (или) знаков визуального контроля, изменении схемы подключения, отсутствии пломб поверки, пломб Заказчика и Исполнителя измерительного комплекса, нанесенных на прибор учета (систему учета), в несоблюдении установленных договором сроков извещения об утрате (неисправности) прибора учета (системы учета), а также в совершении потребителем (покупателем) иных действий (бездействий), которые привели к искажению данных об объеме потребления электрической энергии (мощности) повреждении системы учета, приведении ее в нерабочее состояние.

Бездоговорное потребление – самовольное подключение энергопринимающих устройств к объектам электросетевого хозяйства и (или) потребление электрической энергии в отсутствие заключенного в установленном порядке договора, обеспечивающего продажу электрической энергии (мощности) на розничных рынках, а также потребление электрической энергии в период приостановления поставки электрической энергии по договору, обеспечивающему продажу электрической энергии (мощности) на розничных рынках, в связи с введением полного ограничения режима потребления электрической энергии в случаях, предусмотренных Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии. Факты потребления электрической энергии, с нарушением установленного порядка технологического присоединения, также при отсутствии точки поставки (приема) в Приложениях к Договору.

Заявленная мощность – величина мощности, планируемой к использованию в предстоящем расчетном периоде регулирования, принимаемая по соглашению сторон, исчисляемая в мегаваттах (МВт) (Приложение №3 к Договору).

Максимальная разрешенная 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

сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии, исчисляемая в мегаваттах. (Приложение №2 к Договору).

Присоединенная мощность - совокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети (в том числе опосредованно) трансформаторов и энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии, исчисляемая в мегавольт-амперах.

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

Акт об осуществлении технологического присоединения (акт о технологическом присоединении) - 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. (Приложение 7 к Договору).

Граница балансовой принадлежности - линия раздела объектов электроэнергетики между владельцами по признаку собственности или владения на ином предусмотренном федеральными законами основании, определяющая границу эксплуатационной ответственности между Сторонами за состояние и обслуживание электроустановок.

Однолинейная схема - схема электроснабжения объектов электросетевого хозяйства с указанием следующей информации (ПС, линии, ТП, фидера, КЛ/(ВЛ - № опоры), наименования объекта и т.д.)

2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

2.1. Стороны обязуются осуществлять взаимное предоставление услуг по передаче электрической энергии путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Сторонам на праве собственности и (или) ином законном основании, и оплачивать друг другу услуги по передаче электроэнергии в порядке и сроки, установленные настоящим договором (далее по тексту Договор).

2.2. Стороны определили следующие существенные условия настоящего Договора:

2.2.1. Величина максимальной мощности энергопринимающих устройств, технологически присоединенных в установленном законодательством РФ порядке к электрической сети, с распределением указанной величины по каждой точке присоединения (Приложение №2).

2.2.2. Порядок осуществления расчетов за оказанные услуги в соответствии с Разделом 4 настоящего Договора.

2.2.3. Плановая величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сторонами, с разбивкой по месяцам (Приложение № 3).

2.2.4. Ответственность Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая определяется балансовой принадлежностью Сетевой организации 1 и Сетевой организации 2 и фиксируется в Акте разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности или в акте об осуществлении технологического присоединения (при наличии в нем информации о границах балансовой принадлежности объектов электроэнергетики сторон и эксплуатационной ответственности сторон) (Приложение №7).

2.2.5. Технические характеристики точек присоединения объектов электросетевого хозяйства, включая их пропускную способность (Приложение №2).

2.2.6. Обязательства сторон по оборудованию точек присоединения средствами измерения электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством РФ требованиям, а также по обеспечению их работоспособности и соблюдению в течение всего срока действия договора эксплуатационных требований к ним, установленных уполномоченным органом по техническому регулированию и метрологии и изготовителем. До исполнения обязательств по оборудованию точек присоединения приборами учета стороны применяют согласованный ими расчетный способ учета электрической энергии (мощности), применяемый при определении объемов переданной электроэнергии (мощности). Перечень приборов учета электроэнергии, в том числе расчетных и контрольных, указан в Приложении №1 к настоящему Договору.

2.2.7. Перечень объектов межсетевой координации с указанием в нем стороны, выполняющей изменения (согласующей выполнение изменений) эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств объектов электросетевого хозяйства, включенных в указанный перечень, с распределением между сетевыми организациями функций по технологическому управлению и ведению ими, а также порядка обеспечения координации действий сторон при выполнении таких изменений и ремонтных работ с учетом требований действующего законодательства (Приложение №8).

2.2.8. Согласование 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) (п.3.1.9).

2.2.9. Обязанность Сторон по соблюдению требуемых параметров надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике значений соотношения потребления активной и реактивной мощности на шинах напряжением 110 кВ и выше объектов электросетевого хозяйства, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике требований по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности.

2.2.10. Порядок взаимодействия Сторон при организации и осуществлении оперативно-технологического управления, определенный Положением об оперативно-технологическом взаимодействии (Приложение №9).

2.3. В случае, если после заключения настоящего Договора произойдет изменение состава точек присоединения и существенных условий, указанных в пункте 2.2, то указанные изменения производятся в соответствующих приложениях к настоящему Договору путем оформления дополнительных соглашений к настоящему Договору в срок 5 (пять) рабочих дней.

3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

3.1. Стороны обязуются:

3.1.1. При исполнении обязательств по настоящему Договору руководствоваться действующим Законодательством РФ и нормативно-техническими актами.

3.1.2. Производить взаимную ежеквартальную сверку финансовых расчетов, путем составления «Акта сверки взаимных расчетов».

3.1.3. Соблюдать требования Системного оператора, субъектов оперативно-диспетчерского управления, касающиеся оперативно-диспетчерского управления процессами производства, передачи, преобразования, распределения и потребления электроэнергии.

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 учета электрической энергии и мощности, а также иных устройств, необходимых для поддержания требуемых параметров надежности и качества электрической энергии.

3.1.5. Оборудовать точки присоединения электрических сетей Сторон средствами учета электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям и удовлетворяющими требованиям правовых документов, регламентирующих правила учета электроэнергии для соответствующего сектора рынка электроэнергии в границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности каждой из Сторон. При проведении реконструкции своих электроустановок Стороны обязуются произвести замену средств учета электрической энергии. Требования к вновь устанавливаемым средствам учета в таком случае должны соответствовать требованиям как для вновь вводимых в эксплуатацию электроустановок и (или) для заменяемых выбывших из эксплуатации приборов учета.

3.1.6. Своевременно информировать другую Сторону Договора о возникновении (угрозе возникновения) аварийных ситуаций в работе принадлежащих им 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 потребления электрической энергии другой Стороны.

3.1.7. 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

3.1.8. Поддерживать на границе балансовой принадлежности значения показателей качества электрической энергии, обусловленные работой его энергопринимающих устройств, соответствующие техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

3.1.9. 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).

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

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

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

3.1.13. Обеспечивать сохранность на своей территории электрооборудования, воздушных и кабельных линий электропередачи, средств измерения электроэнергии, технических и программных средств и автоматизированных систем, принадлежащих другой Стороне по Договору.

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

3.1.15. В случае изменения наименования, места нахождения, почтового адреса, банковских реквизитов, других реквизитов, влияющих на надлежащее исполнение настоящего договора, сообщать об изменениях в письменной форме в пятидневный срок, со дня, когда данные изменения произошли.

3.1.16. Разрабатывать и утверждать в установленном законодательством РФ порядке ежегодные графики аварийного ограничения и графики аварийного отключения в соответствии с Положением, утвержденным в Приложении №9.

3.2. Стороны имеют право:

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 по настоящему Договору, в соответствии с Приложением №4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору.

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.

3.2.5. Требовать от противоположной Стороны по настоящему Договору выполнения иных принятых ей на себя обязательств по настоящему договору.

3.2.6. Осуществлять иные права, предусмотренные настоящим Договором и действующим законодательством.

3.3. Сетевая организация 1 обязуется:

3.3.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки, указанных в Приложении № 1 в пределах величины максимальной мощности (Приложение №2) путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Сетевой организации 1 на праве собственности и (или) ином законном основании, в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик энергопринимающих устройств. Качество и параметры передаваемой электрической энергии должны соответствовать обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами Российской Федерации, регулирующими отношения в сфере электроэнергетики, с соблюдением величин аварийной и технологической брони.

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

настоящего Договора.

3.3.3. Согласовывать с Сетевой организацией 2 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих Сетевой организации 1 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 2, в срок не позднее 15 дней до начала ремонтных работ. Согласовывать предложенные Сетевой организацией 2 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих ей объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 1.

3.3.4. По окончании каждого расчетного периода в соответствии с Приложением №4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору рассчитывать объемы переданной электроэнергии и направлять Сетевой организации 2 соответствующие сведения.

3.3.5. Обеспечить беспрепятственный 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.

3.3.6. Незамедлительно сообщать Сетевой организации 2 обо всех неисправностях оборудования, принадлежащего Сетевой организации 2, находящегося в помещении или на территории Сетевой организации 1.

3.3.7. Ежеквартально направлять Сетевой организации 2 оформленный со своей стороны «Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии» до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом.

3.3.8. Рассматривать представленный «Акт сверки взаимных расчетов», указать причины разногласий (при их наличии), подписать и направить второй экземпляр Акта Сетевой организации 2.

3.3.9. Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором.

3.4. Сетевая организация 2 обязуется:

3.4.1. Обеспечить передачу электроэнергии в точках поставки, указанных в Приложении № 1 в пределах величины максимальной мощности, указанной в Приложении №2, путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электроэнергии через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Сетевой организации 2 на праве собственности и (или) ином законном основании, в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик энергопринимающих устройств. Качество и параметры передаваемой электрической энергии должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям.

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

3.4.3. Согласовывать с Сетевой организацией 1 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих Сетевой организации 2 объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 1, в срок не позднее 15 дней до начала ремонтных работ. Согласовывать предложенные Сетевой организацией 1 сроки проведения ремонтных работ на принадлежащих ей объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления Сетевой организации 2.

3.4.4. По окончании каждого расчетного периода в соответствии с Приложением №4 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии» к настоящему Договору рассчитывать объемы переданной электроэнергии и направлять

Сетевой организации 1 соответствующие сведения.

3.4.5. Обеспечить беспрепятственный допуск в соответствии с режимом работы предприятия 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.

3.4.6. Незамедлительно сообщать Сетевой организации 1 обо всех неисправностях оборудования, принадлежащего Сетевой организации 1, находящегося в помещении или на территории Сетевой организации 2.

3.4.7. Ежеквартально направлять Сетевой организации 1 оформленный со своей стороны «Акт сверки взаимных расчетов за услуги по передаче электроэнергии» до 25 числа месяца, следующего за расчетным кварталом.

3.4.8. Рассматривать представленный «Акт сверки взаимных расчетов», указать причины разногласий (при их наличии), подписать и направить второй экземпляр Акта Сетевой организации 1.

3.4.9. Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором.

4. ПОРЯДОК ОПЛАТЫ СТОИМОСТИ ОКАЗЫВАЕМЫХ ПО ДОГОВОРУ УСЛУГ

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

4.2. Сетевые организации 1 и 2 в срок не позднее 14 числа месяца, следующего за расчетным, представляют друг другу Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии (по форме Приложения №6 к настоящему Договору) и счет-фактуру за расчетный месяц.

Акты об оказании услуг по передаче электроэнергии и счета-фактуры высылаются заказным письмом с уведомлением о вручении. Копии направляются посредством факсимильной связи или электронной почтой. Получение акта об оказании услуг по передаче электроэнергии и счета-фактуры посредством факсимильной связи или по электронной почте считается достаточным основанием для осуществления окончательного расчета в соответствии с условиями настоящего договора.

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 «Регламент о порядке расчета и согласования объемов переданной электрической энергии».

4.4. Сетевая организация, получившая в соответствии с условиями настоящего договора Акт об оказании услуг по передаче электроэнергии, обязана в течение 2 рабочих дней с момента получения рассмотреть, подписать представленный акт и направить подписанный экземпляр акта в адрес другой Стороны.

4.5. При возникновении у Сторон обоснованных претензий к объему и (или) качеству оказанных услуг, Сторона, имеющая претензии, обязана: оформить претензию по объему и (или) качеству оказанных услуг, сделать соответствующую отметку «с протоколом разногласий» в акте, подписать акт и направить его вместе с претензией другой Стороне в течение 5 календарных дней.

Внесение исправлений в ранее подписанные без разногласий с двух сторон акты выполненных работ допускается в следующих случаях:

- при изменении тарифов на услуги по передаче электроэнергии регулирующими органами;
- при выявлении арифметических ошибок, опечаток;

- при выявлении ошибок при формировании объемов передачи э/э, по согласованию внесения исправлений обеими сторонами.

Внесение исправлений в акты выполненных работ об оказании услуг по передаче э/э, осуществляется на основании акта внесения исправлений в акт оказания услуг.

По мере урегулирования разногласий, согласованные оспариваемые объемы передачи электроэнергии оформляются протоколом урегулирования разногласий. Корректировочный счет-фактура оформляется Стороной, оказывающей услуги по настоящему Договору, в момент урегулирования разногласий в порядке п.3 ст. 168, п.5.2 ст.169 НК РФ и в течение 5 календарных дней направляется в адрес Стороны, осуществляющей оплату услуг по передаче электроэнергии.

4.6. Непредставление или несвоевременное представление Сетевой организацией 1 или Сетевой организацией 2, в соответствии с п. 4.4, п.4.5. настоящего Договора, претензии и (или) Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии, подписанного с двух Сторон, свидетельствует о согласии с надлежащим оказанием соответствующей Сетевой организацией услуг по передаче электрической энергии в данный расчетный период по настоящему Договору.

4.7. Выбор тарифа определяется Стороной, осуществляющей оплату услуг по передаче электроэнергии, путем направления письменного уведомления в адрес другой Стороны по настоящему Договору, в течение одного месяца со дня официального опубликования уполномоченным регулирующим органом постановления об установлении соответствующих цен (тарифов).

Стоимость услуг по передаче электроэнергии при двуставочном тарифе, подлежащих оплате Сетевой организацией 1 по настоящему Договору, определяется как:

$$S = (T^{сод.} \times V^{зм} + T^{м.р.} \times V_{по}^э),$$

где:

- $T^{м.р.}$ - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./кВт·час.;

- $V_{по}^э$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 1, определяется в соответствии с п. 4.3. настоящего Договора;

- $T^{сод.}$ - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес.;

- $V^{зм}$ - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 1 по настоящему Договору, согласно Приложению №3.

- Стоимость услуг по передаче электрической энергии по настоящему Договору по одноставочному тарифу определяется по следующей формуле:

$$S = T^{м.р.} \cdot V^{э,факт}, \text{ где:}$$

- $T^{м.р.}$ - одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт·час.

- $V^{э,факт}$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 1, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

4.8. Стоимость услуг по передаче электроэнергии при двуставочном тарифе, подлежащих оплате Сетевой организацией 2 по настоящему Договору, определяется как:

$$S = (T^{cod.} \times V^{зм} + T^{m.p.} \times V_{по}^э), \text{ где:}$$

- $T^{m.p.}$ - ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./кВт*час;

- $V_{по}^э$ - объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 2, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

- $T^{cod.}$ - ставка на содержание электрических сетей в составе индивидуального тарифа, утвержденного для Сторон органом исполнительной власти в области регулирования тарифов на соответствующий период регулирования, руб./МВт/мес.;

- $V^{зм}$ - величина заявленной мощности, подлежащая оплате Сетевой организацией 2, в соответствии с Приложением №3 к настоящему Договору.

- Стоимость услуг по передаче электрической энергии по настоящему Договору по одноставочному тарифу определяется по следующей формуле:

$$S = T^{m.p.} \cdot V^{э,факт}, \text{ где:}$$

- $T^{m.p.}$ - одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для Сторон, руб./кВт*час.

$V^{э,факт}$ – объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде в сети Сетевой организации 2, определяется в соответствии с п.4.3. настоящего Договора;

4.9. Расчеты производятся соответственно Сетевой организацией 1 или Сетевой организацией 2 в следующем порядке:

4.9.1. До 15 числа текущего месяца - 50% стоимости услуг, исходя из объема и стоимости услуг по передаче электрической энергии, определенных в акте об оказании услуги по передаче электрической энергии за предшествующий расчетный период;

4.9.2. Окончательный расчёт производится на основании акта об оказании услуг по передаче электрической энергии за расчетный месяц, до 16 числа месяца, следующего за расчетным, с учётом уменьшения на величину средств, внесенных в качестве оплаты оказанных услуг в месяце, за который осуществляется оплата, либо на условиях предоплаты.

4.10. Расчеты производятся путем перечисления денежных средств на расчетный счет соответственно Сетевой организации 1 или Сетевой организации 2, указанный 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 2 (двух) рабочих дней до даты осуществления платежа.

При отсутствии в платежном документе в назначении платежа ссылки на период (год, месяц) за который осуществляется оплата, либо в случае некорректного указания назначения платежа 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 счет Сетевой организации –получателя оплаты.

4.11. Изменение тарифов органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в период действия настоящего Договора не требует внесения изменений в Договор (за исключением случаев, когда такое изменение повлекло изменение величины заявленной мощности, используемой для определения данного тарифа), а измененный тариф вводится в действие со дня его установления.

В случае, если орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов произведет изменение тарифов Стороны на услуги по передаче энергии, когда тарифы будут введены не с первого числа календарного месяца, то объем услуги с соответствующей даты месяца подлежит оплате по данному тарифу, но при условии, что Сторона обеспечила 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, исходя из ставок, установленных более поздним тарифом, 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.

5. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

5.1. В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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

5.3. За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Сетевой организации 1 на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законными основаниями, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации 2, вызванные неправомерными действиями персонала Сетевой организации 1, ответственность несет Сетевая организация 1 в соответствии с гражданским законодательством. 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 и Сетевой организации 2.

5.4. За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Сетевой организации 2 на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законными основаниями, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства Сетевой организации 1, вызванные неправомерными действиями персонала Сетевой организации 2, ответственность несет Сетевая организация 2 в соответствии с гражданским законодательством.

5.5. Ответственность за содержание и эксплуатацию энергетических установок определяется границами балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон, указанной в Приложении №7 к настоящему договору.

5.6. Стороны освобождаются от ответственности за полное или частичное невыполнение обстоятельствами непреодолимой силы, т.е. чрезвычайными и

непредотвратимыми при данных условиях обязательствами, возникшими 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.

5.7. Сторона, несвоевременно и (или) не полностью оплатившая другой Стороне услуги по передаче электрической энергии в сроки, установленные п.4.9.1. и п.4.9.2. настоящего Договора, несет ответственность в соответствии с действующим Законодательством РФ.

6. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА

6.1. Договор вступает в силу момента его подписания и распространяет свое действие на отношения Сторон, возникшие с «01» января 2024 года, но не ранее вступления в силу нормативного акта Министерства тарифной политики Красноярского края, учитывающего изменение необходимой валовой выручки Сторон на период регулирования. Договор действует до 24-00 часов «31» декабря 2024 года.

6.2. В случае, если ни одна из Сторон не направила другой стороне, в срок не менее чем за месяц до окончания срока действия Договора, уведомление о расторжении Договора, либо о внесении в него изменений, либо о заключении нового Договора, 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 Договора внесено предложение о заключении нового Договора, отношения Сторон до заключения нового Договора регулируются в соответствии с условиями ранее заключенного Договора. Расторжение Договора не влечет за собой отсоединение энергопринимающего устройства потребителя услуг от электрической сети.

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 Договора, являются коммерческой тайной и не подлежат разглашению третьим лицам (кроме как в случаях, предусмотренных действующим законодательством или по соглашению Сторон) в течение срока действия Договора и в течение трех лет после его окончания.

7.2. Каждая из сторон в срок не более 5 дней с момента свершения соответствующего факта обязана уведомить другую сторону о следующем:

- о принятии решения о реорганизации и (или) ликвидации предприятия;
- о внесении изменений в учредительные документы относительно наименования и места нахождения предприятия, а также при смене почтового адреса и местонахождении;
- при изменении банковских реквизитов и иных данных, влияющих на надлежащее исполнение предусмотренных Договором обязательств;
- об изменении своих правомочий в отношении электросетевого оборудования, задействованного в передаче электроэнергии по настоящему договору.

7.3. При разрешении вопросов, не урегулированных Договором, Стороны учитывают взаимные интересы и руководствуются действующим законодательством.

7.4. Стороны предпринимают все от них зависящее для разрешения любых разногласий и споров, которые могут возникнуть в процессе толкования и исполнения настоящего Договора, путем переговоров и направления претензий. Споры о взыскании денежных средств по требованиям, возникшим из настоящего Договора, могут быть переданы на разрешение в порядке арбитража после принятия Сторонами мер по досудебному урегулированию по истечении десяти календарных дней со дня получения претензии другой стороной.

В случае невозможности урегулирования споров и разногласий путем переговоров, все споры, разногласия, претензии и требования, возникающие из настоящего Договора или прямо или косвенно связанные с ним, в том числе касающиеся его заключения,

существования, изменения, исполнения, нарушения, расторжения, прекращения и действительности, подлежат разрешению в Арбитражном суде по месту нахождения Истца.

7.5. Любые изменения и дополнения к Договору действительны только при условии оформления их в письменном виде и подписания обеими Сторонами, за исключением случая, предусмотренного п.2.3 настоящего договора (изменение состава точек поставки).

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

8. ПРИЛОЖЕНИЯ К ДОГОВОРУ

Все приложения, указанные в настоящем пункте, являются неотъемлемыми частями настоящего Договора.

8.1. Приложение № 1 – «Перечень точек поставки электроэнергии в сети Сторон».

8.2. Приложение № 2 – «Технические характеристики точек присоединения».

8.3. Приложение № 3 – «Плановый объем передачи электрической энергии и заявленной мощности из сетей Сетевой организации 1 в сети Сетевой организации 2 на 2024 год».

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

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

8.6. Приложение № 6 – «Форма Акта об оказании услуг по передаче электроэнергии».

8.7. Приложение № 7 – «Акт об осуществлении технологического присоединения».

8.8. Приложение № 8 – «Перечень объектов межсетевой координации».

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

9. АДРЕСА И ПЛАТЕЖНЫЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

«Сетевая организация 1»:

ООО «Крассети»

Юридический адрес: 660079, г. Красноярск,
ул. Свердловская, зд.15, стр.28, офис 39

Почтовый адрес: 660074, г. Красноярск,
ул. Ленинградская, 66,
оф. 301

ИНН: 2460255883

КПП: 246301001

ОГРН: 1142468045268

р/с № 40702810710001036042

АО «ТИНЬКОФФ БАНК» г. Москва

к/с № 30101810145250000974

БИК 044525974

e-mail: info@krasseti.ru

Тел.8 (391) 218-17-01.

«Сетевая организация 2»:

ООО «Финарт»

Юридический адрес: 660064, г. Красноярск,
ул. Капитанская, дом № 14, пом. 348, офис 1-07

Почтовый адрес: 660064, г. Красноярск,
ул. Капитанская, дом № 14, пом. 348, офис 1-07

ИНН: 2464154371

КПП: 246401001

ОГРН: 1202400030139

р/с № 40702810831000030077

Красноярское отделение №8646 ПАО Сбербанк

г. Красноярск

к/с № 30101810800000000627

БИК 040407627

e-mail: zlotnikov_oa@sm-city.ru

Тел. 8 (391) 269-58-26.

Сетевая организация 1

Генеральный директор

ООО «Крассети»

_____/ А. Васильев

Сетевая организация 2

Директор

ООО «Финарт»

_____/ И.А. Луцик

Перечень точек поставки электроэнергии в сети Сторон

Сведения об учете электрической энергии																	
№ п/п	Наименование точки присоединения / электроустановки	Место установки эл.счетчика	Тип эл. счетчика	Номер счетчика	дата гос. поверки счетчика/ дата следующей гос. поверки счетчика	трансформаторы тока				трансформаторы напряжения			коэффициент учета	величина тех. потерь электроэнергии в сетях	Исполнителя в случае установок прибора учета не на границе балансовой принадлежности сторон, (+, - %)	уровень напряжения, кВ	Примечание
						тип, заводской номер	КТ	Дата гос. поверки/ дата след. гос. поверки	тип, заводской номер	КТн	Дата гос. поверки/ дата след. гос. поверки						
1	2	3 ¹	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	17		
Перечень точек поставки электроэнергии в сеть Сетевой организации 2 из сетей Сетевой организации 1																	
1	Кабельные наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 1 РУ- 6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 42 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 / ТП № 12-49	яч. № 3 РУ-6 кВ ТП № 12-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00	1106201594	III кв. 2020/ III кв. 2032	ТЛЮ-1 №122994 №20247 №122997	300/5	I кв. 2020/ I кв. 2028	ЗНОЛ-ЭК-6 №24851 №24849 №24845	6000/100	I кв. 2020/ I кв. 2028	3600	---	6,0	Расчетный ПУ		
2	Кабельные наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 2 РУ- 6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 / ТП № 12-49	яч. № 4 РУ-6 кВ ТП № 12-49	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00	1106201594	III кв. 2020/ III кв. 2032	ТЛЮ-1 №20250 №122979 №123004	300/5	I кв. 2020/ I кв. 2028	ЗНОЛ-ЭК-6 №24848 №24847 №24846	6000/100	I кв. 2020/ I кв. 2028	3600	---	6,0	Расчетный ПУ		

Сетевая организация 1

Генеральный директор

ООО «Крассети»

МП

/ А. Васильев

Сетевая организация 2

Директор

ООО «Финарт»

МП

/ И.А. Луцук

Технические характеристики точек присоединения

№	наименование присоединения	напряжение, кВ	максимальная мощность, МВт	пропускная способность, МВт
Технические характеристики точек присоединения Сетевой организации 2				
1	Кабельные наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 1 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 42 ЗРУ-6 кВ ПС № 12	6	2,171	2,5
2	Кабельные наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС № 12			

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»

/ А. Васильев



Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»

/ И.А. Луцик



Плановый объем передачи электрической энергии и заявленной мощности из сетей Сетевой организации 1 в сети
Сетевой организации 2 на 2024 год

Плановые объемы передачи электрической энергии из сети ООО "Крассети" в сети ООО "Финарт" на 2024 год

№ п/п	Наименование объектов учета (ЛЭП, трансформатор)	Уровень напряжения (факт)	Уровень напряжения (тариф)	Январь, тыс. кВт*ч	Февраль, тыс. кВт*ч	Март, тыс. кВт*ч	Апрель, тыс. кВт*ч	Май, тыс. кВт*ч	Июнь, тыс. кВт*ч	Июль, тыс. кВт*ч	Август, тыс. кВт*ч	Сентябрь, тыс. кВт*ч	Октябрь, тыс. кВт*ч	Ноябрь, тыс. кВт*ч	Декабрь, тыс. кВт*ч	1 полугодие 2024 года, тыс. кВт*ч	2 полугодие 2024 года, тыс. кВт*ч	2024 год, тыс. кВт*ч
1	Каб. наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 1 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 42 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 (ТП № 12-49 РУ-6 кВ яч. № 3)	СН2	СН2	115,873	114,872	126,947	66,056	37,991	30,316	28,055	32,26	38,837	38,848	43,891	53,028	492,055	234,919	726,974
2	Каб. наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 (ТП № 12-49 РУ-6 кВ яч. № 4)	СН2	СН2	3,744	3,643	3,481	5,843	6,073	9,425	27,295	35,921	33,422	43,484	44,528	48,992	32,209	233,642	265,851
Итого				119,617	118,515	130,428	71,899	44,064	39,741	55,35	68,181	72,259	82,332	88,419	102,02	524,264	468,561	992,825
в том числе (по тарифному уровню напряжения)																		
ВН				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СН-1				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СН-2				119,617	118,515	130,428	71,899	44,064	39,741	55,35	68,181	72,259	82,332	88,419	102,02	524,264	468,561	992,825
НН				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Плановые объемы передачи мощности из сети ООО "Крассети" в сети ООО "Финарт" на 2024 год

№ п/п	Наименование объектов учета (ЛЭП, трансформатор)	Уровень напряжения (факт)	Уровень напряжения (тариф)	Январь, тыс. кВт	Февраль, тыс. кВт	Март, тыс. кВт	Апрель, тыс. кВт	Май, тыс. кВт	Июнь, тыс. кВт	Июль, тыс. кВт	Август, тыс. кВт	Сентябрь, тыс. кВт	Октябрь, тыс. кВт	Ноябрь, тыс. кВт	Декабрь, тыс. кВт	1 полугодие 2024 года, тыс. кВт	2 полугодие 2024 года, тыс. кВт	2024 год, тыс. кВт
1	Каб. наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 1 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 42 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 (ТП № 12-49 РУ-6 кВ яч. № 3)	СН2	СН2	0,156	0,171	0,171	0,092	0,051	0,042	0,038	0,043	0,054	0,052	0,061	0,071	0,114	0,053	0,083
2	Каб. наконечники вводной КЛ-6 кВ в яч. № 2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 от яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 (ТП № 12-49 РУ-6 кВ яч. № 4)	СН2	СН2	0,005	0,005	0,005	0,008	0,008	0,013	0,037	0,048	0,046	0,058	0,062	0,066	0,007	0,053	0,030
Итого				0,161	0,176	0,175	0,100	0,059	0,055	0,074	0,092	0,100	0,111	0,123	0,137	0,121	0,106	0,114
в том числе (по тарифному уровню напряжения)																		
ВН				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СН-1				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
СН-2				0,161	0,170	0,176	0,100	0,059	0,055	0,075	0,091	0,100	0,110	0,123	0,137	0,120	0,106	0,226
НН				0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Сетевая организация 1

Генеральный директор

ООО «Крассети»

МП / А. Васильев

Сетевая организация 2

Директор

ООО «Финарт»

МП / И.А. Луцки

**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 к настоящему Договору.

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

2. Стороны обязуются незамедлительно вносить изменения в указанный перечень 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.

3. В случае если прибор учета установлен не на границе балансовой принадлежности (в точках присоединения), объем переданной электроэнергии корректируется на величину потерь электрической энергии, возникающих на участке сети от границы балансовой принадлежности (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 к настоящему Договору

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. Порядок определения количества электроэнергии при выходе из строя средства измерения.

7.1. 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.

7.2. Неисправность средств измерений определяется:

- по внешним признакам прибора учета электроэнергии (в т.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.

7.3. Факт проверки, обнаружения неисправности или замены прибора учета оформляется Актом проверки прибора учета электроэнергии согласно Приложению №2 к настоящему Регламенту, 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.

7.4. 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.

7.5. При непредставлении показаний расчетного прибора учета, установленного на 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. 181 и п. 182 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 №442.

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. 180 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 №442.

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

В случае не установки 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.

8. Для определения объемов электроэнергии, переданной Сторонами по настоящему Договору, оформляется Акт приема-передачи электроэнергии по форме Приложения № 5 к настоящему Договору.

9. 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 расчетным, 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 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 расчетный 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 Договору, 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 1 к настоящему Регламенту «Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки»).

12.3. Данные АИИС КУЭ по точкам поставки, указанным в Приложении 1 к Договору, 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 1 к настоящему Регламенту «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 – Описание формата передачи результатов измерений по точкам поставки (Документ 80020);

Приложение №2 – Акт технической проверки прибора учета электроэнергии.

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»

/ А. Васильев

Сетевая организация 2

Директор

ООО «Финарт»

/ И.А. Луцик



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

Описание формата входного сообщения.

- 1.1.1 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.
- 1.1.2 В почтовое сообщение должен быть вложен файл, содержащий электронный документ.
- 1.1.3 Имя файла содержащего электронный документ должно составляться 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.

Описание структуры входного документа (тип 80020).

- 1.2.1 Элемент <message> является корневым элементом. Потомками элемента <message> являются элементы <comment>, <datetime>, <sender>, <area>. В документе допускается наличие только одного корневого элемента <message>.
- 1.2.2 Атрибут class элемента <message> является обязательным и содержит данные о типе электронного документа. Значение атрибута class должно быть равно 80020.
- 1.2.3 Атрибут version корневого элемента <message> является обязательным и содержит данные о версии формата. Данный документ определяет версию документа 2.
- 1.2.4 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.

- 1.2.5 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>`.
- 1.2.6 Элемент `<timestamp>` является потомком элемента `<datetime>`. Содержимым элемента `<timestamp>` является дата и время формирования данного документа в формате “ГГГГММДДчммсс”, где: ГГГГ – год, ММ – порядковый номер месяца, ДД – день, чч – час, мм – минуты, сс – секунды.
- 1.2.7 Элемент `<daylightsavingtime>` является обязательным и содержит значение 0. Значение элемента `<daylightsavingtime>` применяется ко всем значениям времени в данном документе.
- 1.2.8 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.
- 1.2.9 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>`.
- 1.2.10 Элемент `<inn>` является обязательным и содержит ИНН организации, предоставляющей информацию.
- 1.2.11 Элемент `<name>` элемента `<sender>` содержит название организации, предоставляющей информацию. Длина названия до 250 символов.
- 1.2.12 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.
- 1.2.13 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.

- 1.2.14 Элемент `<inn>` является обязательным и содержит идентификатор, присваиваемый АТС.
- 1.2.15 Элемент `<name>` является обязательным и содержит название организации Участника оптового рынка электроэнергии. Длина названия до 250 символов.
- 1.2.16 Элемент `<measuringpoint>` содержит сведения о точке измерения и результата 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.

- 1.2.17 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.
- 1.2.18 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;
- 1.2.19 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;
- 1.2.20 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.
- 1.2.20.1. 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`.
- 1.2.20.2. 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 `status` 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 `exstendedstatus`.
 - Атрибут `exstendedstatus` 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 "0000000000000000".

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, code-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.

1.3. Описание формата ответного сообщения (тип 80021).

1.3.1 Корневым элементом электронного документа является <message>. В документе допускается наличие только одного элемента <message>. Потомками элемента <message> являются элементы <file>, <reply>, <fileareas>, <currentstate>.

1.3.2 Атрибут class элемента <message> является обязательным и содержит данные о типе документа. Значение атрибута class должно быть равно 80021.

1.3.3 Атрибут version элемента <message> является обязательным и содержит данные о версии документа. Текущее значение версии равно 2.

1.3.4 Атрибут id элемента <message> является необязательным и содержит уникальный цифровой код сообщения.

1.3.5 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.

1.3.6 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>.

1.3.7 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.

1.3.8 Элемент <name> является обязательным потомком элемента <file> и содержит название файла XML формата, 80020 на который было сформировано данное ответное сообщение.

1.3.9 Элемент <sender> является необязательным потомком элемента <file> и содержит ИНН организации - поставщика информации, которая сформировала входящий файл.

1.3.10 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.

1.3.11 Элемент <id> является обязательным потомком элемента <file> и содержит код входящего XML-файла в базе данных ИАСУ КУ.

1.3.12 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.

1.3.13 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>`.

- 1.3.14 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 — Ошибка 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.
- 1.3.15 Атрибут `desc` элемента `<reply>` является необязательным и содержит короткое текстовое описание кода статуса обработки из атрибута `filestatus`.
- 1.3.16 Элемент `<error>` является необязательным потомком элемента `<reply>` и содержит текст ошибки, найденной во входящем файле. В документе допускается наличие нескольких элементов `<error>`.
- 1.3.17 Атрибут `areacode` элемента `<error>` является необязательным и содержит цифровой код соответствующего элемента `<area>` во входящем XML-файле для которого была обнаружена данная ошибка.
- 1.3.18 Атрибут `type` элемента `<error>` является необязательным и содержит цифровой код типа ошибки.
- 1.3.19 Атрибут `subtype` элемента `<error>` является необязательным и содержит цифровой код подтипа ошибки.
- 1.3.20 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>`.
- 1.3.21 Элемент `<area>` является необязательным потомком элемента `<fileareas>` и содержит информацию по статусу обработки определенного элемента `<area>` в соответствующем входящем файле.
- 1.3.22 Атрибут `code` элемента `<area>` является обязательным и содержит код группы `<area>` в исходном файле.
- 1.3.23 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 - Ошибка 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.
- 1.3.24 Атрибут `desc` элемента `<area>` является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте `status`.
- 1.3.25 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>`.
- 1.3.26 Атрибут `forsender` элемента `<currentstate>` является обязательным и содержит ИНН организации - поставщика информации, для которой приводятся данные.
- 1.3.27 Атрибут `fordate` элемента `<currentstate>` является обязательным и содержит дату, на которую приводятся данные в формате ГГГГММДД, где ГГГГ - год, ММ - месяц, ДД - день.
- 1.3.28 Атрибут `desc` элемента `<currentstate>` является необязательным и содержит короткое текстовое описание элемента `<currentstate>`.

- 1.3.29 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.
- 1.3.30 Атрибут code элемента <area> является обязательным и содержит код группы <area> в исходном файле.
- 1.3.31 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.
- 1.3.32 Атрибут desc элемента <area> является необязательным и содержит короткое текстовое описание статуса ошибки в атрибуте status
- 1.3.33 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+) >

```

<!ATTL
co
na
al

<ELEM
<ATTL
co
na
al

<ELEM
<ATTL
co
de
al

<ELEM
<ATTL
sta
en
su

<ELEM
<ATTL
sta
er
pa
pa
ex

Сетевая
Генерал
ООО «К



<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:

Сетевая организация 1

Генеральный директор

ООО «Крассети»



/ А. Васильев

Сетевая организация 2

Директор

ООО «Финарт»



/ И.А. Луцик

Приложение №2 к Приложению №4
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии
от 30.03.2023 г. №7/23КС

Акт № _____

проверки приборов учета электроэнергии

Дата и время проведения проверки: « ____ » « ____ » 20 ____ г. « ____ » час. « ____ » мин.

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 _____ — « ____ »:

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

и потребителя: _____, № тел.: _____

(Ф.И.О., должность)

и лица: _____

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

(должность, Ф.И.О.)

Место установки прибора учета: _____

Характеристика расчетного прибора учета:

Тип	Номер	Показания	Ином, А	Уном, В	Дата истечения МПИ	Класс точности

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

Характеристика и место установки пломб после проверки прибора учета: _____

Характеристики измерительных трансформаторов:

Вид (тг, тн)	Тип	Номинальные значения тока А/А	Номер	Дата истечения МПИ	Класс точности
ТГ					
ТН					

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)

Результат измерений:

	Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»
Сила тока в первичной цепи, I_1 , А			
Сила тока во вторичной цепи, I_2 , А			
Напряжение в цепи, U, кВ			
Направление и угол между векторами тока и напряжения вторичной цепи, град., С/Л.			
Погрешность, %			

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 документации.
(соответствует/не соответствует)

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 _____ - « _____ »:

(подпись, Ф.И.О.)

Лица, принявшие участие в проверке:

(подпись, Ф.И.О.)

(подпись, Ф.И.О.)

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»



/ А. Васильев

Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»



/ И.А. Луцик

«Форма Акта учета перетоков электрической энергии между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2»

№ 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 счетчиком, 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															

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»



Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»



Форма Акт выполненных работ (оказанных услуг)

«__» _____ 201__ г.

Мы, нижеподписавшиеся: «Сетевая организация 1(2)», _____
в лице _____ действующего на
основании _____ с одной
стороны, и «Сетевая организация 2 (1)» _____ в лице
_____ действующего на основании _____
с другой стороны, составили настоящий Акт о том, что в соответствии с договором оказания
услуг по передаче электрической энергии от «__» _____ 20__ года № _____
«Исполнителем» в _____ 20__ года выполнены следующие работы (оказаны услуги):

Наименование товара (описание выполненных работ, оказанных услуг)	Единица измерения	Количество	Цена (тариф) за единицу измерения	Стоимость товаров (работ, услуг), всего без налога	Сумма налога (НДС)	Стоимость товаров (работ, услуг), всего с учетом налога
1	2	3	4	5	6	7
Услуги по передаче электрической энергии ВН	МВтч					
Услуги по передаче электрической энергии СН1	МВтч					
Услуги по передаче электрической энергии СН2	МВтч					
Услуги по передаче электрической энергии НН	МВтч					
Всего к оплате:						

Стоимость работ (услуг) по Акту составляет: _____
числе НДС _____ в том

Объем и качество выполненных работ (услуг) (соответствует, не соответствует установленным
требованиям) _____
Стороны взаимных претензий не имеют.

Работы (услуги) сдал:
от «Сетевая организация 1(2)» _____

Работы (услуги) принял:
от «Сетевая организация 2(1)» _____

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»

/ А. Васильев



Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»

/ И.А. Луцик



А К Т
об осуществлении технологического присоединения

№ 489

от «30» марта 2023г.

Настоящий акт составлен Обществом с ограниченной ответственностью «Крассети» (ООО «Крассети»), именуемым в дальнейшем «Сетевая организация 1», в лице генерального директора Васильева Андрея, действующего на основании Устава, с одной стороны, Обществом с ограниченной ответственностью «Финарт» (ООО «Финарт»), именуемый в дальнейшем «Сетевая организация 2», в лице директора Луцик Игоря Анатольевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, в дальнейшем именуемые стороны. Стороны оформили и подписали настоящий акт о нижеследующем:

1. Мероприятия по технологическому присоединению выполнены согласно техническими условиями (Приложение №1 к договору об осуществлении технологического присоединения от 21.03.2018г. №ТП-18/2).

Настоящий акт об осуществлении технологического присоединения составлен, в связи с заключением договора аренды имущества № НГ-256 от 01.12.2019 г. между ООО «Новый город» и ООО «Финарт» (Дополнительное соглашение № 4 от 01.01.2022г.).

Акт о выполнении технических условий от 15.08.2022г. № АТУ-18/2-4.

Дата фактического присоединения 15.08.2022г., акт об осуществлении технологического присоединения от 15.08.2022г. № АТП-18/2-4.

Объекты электроэнергетики (энергопринимающие устройства) сторон находятся по адресу:

- ООО «Крассети»: г. Красноярск, Железнодорожный район, ул. Профсоюзов, 3, стр. 42, кадастровый номер: 24:50:0200196:1219.

- ООО «Финарт»: г. Красноярск, Железнодорожный район, ул. Богграда, д. 113, нежилые помещения №№ 143, 144, 145, 146, с кадастровыми номерами: 24:50:0200196:3791; 24:50:0200196:3792; 24:50:0200196:3793; 24:50:0200196:3794.

Характеристики присоединения:

максимальная мощность (всего) 2171,0 кВт.

ранее присоединенная максимальная мощность 2171,0 кВт

категория надежности электроснабжения: II (вторая) – 2171,0 кВт;

овокупная величина номинальной мощности присоединенных к электрической сети трансформаторов 2х2500 кВА.

. Перечень точек присоединения:

Источник питания (наименование питающих линий)	Описание точки присоединения	Уровень напряжения (кВ)	Максимальная мощность (кВт)	Величина номинальной мощности присоединенных трансформаторов (кВА)	Предельное значение коэффициента реактивной мощности (tg φ)
яч. № 42, яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ № 12«КЗК», ф. 12- 42, ф. 12-39	Кабельные наконечники вводных КЛ-6 кВ в яч. № 1, яч. № 2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 (6/0,4) кВ	6,0	2171,0	5000	0,35

Границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон:

Описание границ балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств)	Описание границ эксплуатационной ответственности сторон
Между «Сетевой организацией 1» и «Сетевой организацией 2»	
Проходит по кабельным наконечникам вводных КЛ-6 кВ в яч. № 1, яч. № 2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 (6/0,4) кВ.	Проходит по кабельным наконечникам вводных КЛ-6 кВ в РУ-6 кВ ТП № 12-49 (6/0,4) кВ.

3. У сторон на границе балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования) Сетевой организации 1	Наименование электроустановки (оборудования) Сетевой организации 2
ПС 110/6 кВ № 12 «КЗК» яч. № 42, яч. № 39 ЗРУ-6 кВ; ф. 12-42, ф. 12-39 КЛ-6 кВ марки ААБл (3х150) мм ² , L=2х560 м от яч. № 42, № 39 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ № 12 «КЗК» до яч. № 1, яч. №2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 (6/0,4) кВ.	ТП № 12-49 (6/0,4) кВ, с трансформаторами 2х2500 кВА, расположенная по адресу: Красноярский край, г. Красноярск, Железнодорожный район, ул. Богграда, д. 113, нежилые помещения №№143, 144, 145, 146. Приборы учёта ПСЧ-4ТМ.05.МК.00 № 1106201594; № 1106201623 установленные в РУ-6 кВ яч. 3, яч. 4 ТП № 12-49 (6/0,4) кВ; ТТ марки ТПО-1 номиналом 300/5; ТН марки ЗНОЛП-300 номиналом 6000/100.

У сторон в эксплуатационной ответственности находятся следующие технологически соединенные элементы электрической сети:

Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатации Сетевой организации 1	Наименование электроустановки (оборудования), находящейся в эксплуатации Сетевой организации 2
ПС 110/6 кВ № 12 «КЗК» яч. № 42, яч. № 39 ЗРУ-6 кВ; ф. 12-42, ф. 12-39 КЛ-6 кВ марки ААБл (3х150) мм ² , L=2х560 м от яч. № 42, № 39 ЗРУ-6 кВ ПС 110/6 кВ № 12 «КЗК» до яч. № 1, яч. №2 РУ-6 кВ ТП № 12-49 (6/0,4) кВ.	ТП № 12-49 (6/0,4) кВ, с трансформаторами 2х2500 кВА, расположенная по адресу: Красноярский край, г. Красноярск, Железнодорожный район, ул. Богграда, д. 113, нежилые помещения №№143, 144, 145, 146. Приборы учёта ПСЧ-4ТМ.05.МК.00 № 1106201594; № 1106201623 установленные в РУ-6 кВ яч. 3, яч. 4 ТП № 12-49 (6/0,4) кВ; ТТ марки ТПО-1 номиналом 300/5; ТН марки ЗНОЛП-300 номиналом 6000/100.

4. Характеристики установленных измерительных комплексов содержатся в актах допуска приборов учета электрической энергии в эксплуатацию.

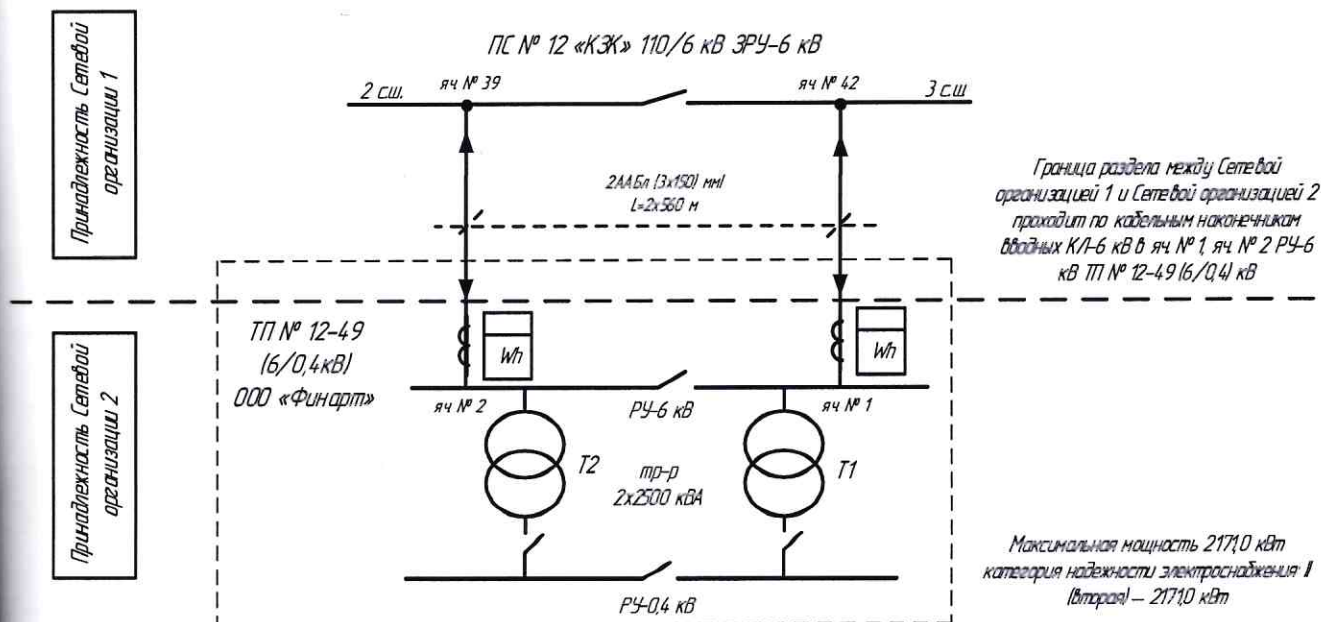
5. Устройства защиты, релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики отсутствуют.

6. Автономный резервный источник питания: отсутствует.

7. Прочие сведения: отсутствуют.

8. Схематично границы балансовой принадлежности объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) и эксплуатационной ответственности сторон указаны приведенной ниже однолинейной схеме присоединения энергопринимающих устройств.

Однолинейная схема присоединения энергопринимающих устройств



9. Стороны подтверждают, что технологическое присоединение энергопринимающих устройств (энергетических установок) к электрической сети сетевой организации выполнено в соответствии с правилами и нормами.

Заявитель претензий по оказанию услуг к Сетевой организации не имеет.

Подписи сторон

Сетевая организация
Генеральный директор
ООО «Крассети»
(должность)

Подпись, печать / А. Васильев
(Ф.И.О.)



Заявитель
Директор
ООО «Финарт»
(должность)

Подпись, печать / И. А. Луцик
(Ф.И.О.)



Перечень объектов межсетевой координации

1. ЛЭП

	Наименование КЛ, ЛЭП	Сторона договора	
		выполняющая изменение эксплуатационного состояния	согласующая изменение эксплуатационного состояния
1	КЛ-6 кВ от яч. № 42, яч. № 39 ЗРУ-6 кВ ПС № 12 110/6 кВ до РУ- 6 кВ ТП № 12-49	ООО «Крассети»	ООО «Финарт»
2	ТП № 12-49 6/0,4 кВ	ООО «Финарт»	ООО «Крассети»

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»


_____/ А. Васильев



Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»


_____/ И.А. Луцик



**Положение по оперативно - технологическому взаимодействию персонала
Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2**

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 Красноярского 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 Красноярского 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 состоянии 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, полномочное 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.

2. Общие положения и требования по организации и осуществлению взаимоотношений

2.1. Настоящее Положение определяет обязанности, права и границы ответственности между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2 в части оперативно-технологического управления.

2.2. 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.

2.3. Определение оперативной принадлежности оборудования, не указанного в Перечне, определяется сторонами самостоятельно.

2.4. Документация, которой руководствуется оперативный персонал Сетевой организации 1 и Сетевой организации-2 указана в Приложении 2 к настоящему Положению, являющегося неотъемлемой частью данного Положения.

2.5. Персонал Сетевой организации-2 осуществляет техническое обслуживание, обеспечивает сохранность и функционирование установленных, в принадлежащих ей электроустановках, устройств релейной защиты системной и противоаварийной автоматики и компонентов.

3. Основные задачи Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2, решаемые при взаимодействии

3.1. Обеспечение надежного электроснабжения потребителей при передаче электрической энергии и мощности по сетям Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2.

3.2. Проведение режимных мероприятий для обеспечения нормативных показателей качества электроэнергии.

3.3. Совместные действия по предупреждению и ликвидации технологических нарушений при передаче и распределении электрической энергии.

4. Порядок взаимодействия Сторон

4.1. Порядок и сроки предоставления оперативной информации определяются на основании «Регламента информационного обмена между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2» (Приложение 1 к настоящему Положению), который является неотъемлемой частью данного Положения.

4.2. 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.

5. Порядок проведения контрольных замеров

5.1. Контрольные измерения (замеры) потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения проводятся 2 раза в год на основании задания и в сроки, определенные Сетевой организацией-1.

5.2. Обработанные данные по результатам контрольных замеров предоставляются в адрес Сетевой организации-1 в установленные заданием сроки.

5.3. Форма и объем предоставляемой информации определяется заданием.

5.4. 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.

6. Порядок разработки и ввода графиков аварийного ограничения режима электрической энергии (мощности)

6.1. Сетевая организация-1, 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).

6.2. ГАО разрабатываются Сетевой организацией-2 на основании задания Сетевой организации-1, в сроки заданные Сетевой организацией-1.

6.3. Разработанные Сетевой организацией-2 графики направляются в адрес Сетевой организации-1 для составления сводных графиков по энергосистеме.

6.4. Сетевая организация-1 направляет разработанные и утвержденные ГАО на период с 1 октября текущего года по 30 сентября следующего года в адрес Сетевой организации-2.

6.5. Команду на ввод графика временного отключения оперативному персоналу Сетевой организации-2 отдает 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 отдает персонал РДУ.

6.6. При получении команды на ввод графика временного отключения оперативный персонал Сетевой организации-2 обязан отключить все присоединения согласно графику.

6.7. После ввода графика временного отключения персоналу Сетевой организации-2 запрещено запитывать отключенную нагрузку от центров питания, оставшихся под напряжением.

6.8. 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.

6.9. Включение присоединений, отключенных по графику временных отключений, оперативный персонал Сетевой организации-2 производит по команде диспетчера ДС ПО ЦУС (ОДС ПО ЦУС).

6.10. 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).

7. Порядок расстановки ПА по подстанциям Сетевой организации-2

7.1. Сетевая организация-1 составляет карту расстановки АЧР в энергосистеме и направляет для исполнения в Сетевую организацию-2

7.2. 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.

8. Порядок обмена данными телеизмерений

8.1. Имеющиеся данные телеизмерений, телесигнализации и АСКУЭ с электроустановок Сетевой организации-2 передаются с сервера Сетевой организации-2 в Сетевую организацию-1.

9. Порядок вывода оборудования в ремонт

9.1. Согласование годовых и месячных графиков ремонтов, а также подача и проработка оперативных заявок на производство работ в электрических сетях производятся в соответствии с Регламентами Сетевой организации-1.

9.2. 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.

9.3. Непосредственно перед выводом оборудования в ремонт оперативный персонал Сетевой организации-2 (Сетевой организации-1) обязан получить на это разрешение оперативного персонала в оперативном ведении, которого находится данное оборудование, вне зависимости от разрешенной заявки.

9.4. 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.

9.5. 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.

10. Производство переключений

10.1. 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.

10.2. 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.

10.3. Все переключения в электрических сетях должны производиться при строгом соблюдении действующих ПТБ, ПТЭ, Инструкции по переключениям в электроустановках (СО 153-34.20.505-2003).

10.4. 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.

10.5. 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.

10.6. 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. 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.

11. Общие обязанности сторон

11.1. Сетевая организация-1 обязана:

11.1.1. Рассматривать оперативные заявки Сетевой организации-2 на изменение состояния оборудования, находящегося в оперативном управлении или оперативном ведении Сетевой организации-1.

11.1.2. Координировать совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.

11.1.3. Обеспечивать нормативной, технической документацией, разрабатываемой Сетевой организацией-1 в рамках взаимоотношений Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2.

11.1.4. Предоставлять Сетевой организации-2 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенную Регламентом информационного обмена (Приложение 1 к настоящему Положению).

11.1.5. 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.

11.1.6. Обеспечивать (диспетчерскую) дисциплину и исполнение инструктивных материалов по оперативно-технологическому управлению.

11.2 Сетевая организация-2» обязана:

11.2.1. 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.

11.2.2. Обеспечивать оперативно (диспетчерскую) дисциплину оперативного персонала Сетевой организации-2.

11.2.3. 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.

11.2.4. Организовывать информационное и техническое взаимодействие систем СДТУ, АСДУ с аналогичными системами Сетевой организации-1.

11.2.5. Предоставлять Сетевой организации-1 информацию, необходимую для осуществления функций оперативно-технологического управления определенную Регламентом информационного обмена (Приложение 1 к настоящему Положению).

11.2.6. Координировать с диспетчерскими службами Сетевой организации-1 совместные действия по локализации и ликвидации технологических нарушений.

11.2.7. При расследовании технологических нарушений, несчастных случаев, нарушении оперативной дисциплины привлекать, по согласованию с Сетевой организацией-1, специалистов для участия в работе комиссии.

12. Обязанности Сторон в области организации и осуществления круглосуточного оперативного управления

12.1. Сетевая организация-1 обязана:

12.1.1. Осуществлять непрерывное круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием Сетевой организации-1. Руководить ликвидацией технологических нарушений на оборудовании, находящемся в оперативном управлении диспетчерских служб Сетевой организации-1 по принадлежности.

12.1.2. Согласовывать и предоставлять необходимую документацию, определенную Регламентом взаимоотношений (Приложение 1 к настоящему Положению).

12.2. Сетевая организация-2 обязана:

12.2.1. Организовывать и осуществлять круглосуточное оперативно-технологическое управление оборудованием, находящимся в оперативном управлении персонала Сетевой организации-2.

12.2.2. Осуществлять по команде диспетчерских служб Сетевой организации-1 мероприятия по изменению состава, схемы и режима работы оборудования при необходимости предупреждения и ликвидации технологических нарушений, а так же в условиях ЧС.

12.2.3. 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.

12.2.4. Своевременно предоставлять Сетевой организации-1 информацию о технологических нарушениях или отклонениях в работе оборудования подстанций Сетевой организации-2, находящегося в оперативном управлении, оперативном ведении Сетевой организации-1 определенную Приложением 2 (диспетчерское наименование оборудования, данные о работе защит, показания приборов и т.д.).

13. Обязанности Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2 в области электрических режимов и ПА

13.1. Сетевая организация-1 обязана:

13.1.1. Составлять карту расстановки АЧР в энергосистеме, выдавать задания по расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации-2.

13.1.2. Составлять годовые и месячные графики ремонта линий электропередачи, оборудования подстанций, находящегося в оперативном управлении и ведении Сетевой организации-1.

13.1.3. 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).

13.1.4. Согласовывать нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей Сетевой организации-2, находящихся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации-1.

13.1.5. Осуществлять физическую проверку расстановки АЧР на подстанциях Сетевой организации-2.

13.2. Сетевая организация-2 обязана:

13.2.1. Осуществлять настройку систем и устройств ПА в соответствии с заданиями Сетевой организации-1.

13.2.2. Обеспечивать заданный Сетевой организацией-1 объем оперативного и автоматического противоаварийного управления.

13.2.3. Обеспечить возможность физической проверки выполнения заданного Сетевой организацией-1 объема противоаварийного управления на подстанциях Сетевой организации-2.

13.2.4. Вести режим потребления реактивной мощности в соответствии с заданным коэффициентом мощности.

13.2.5. Представлять, согласно регламенту, годовые и месячные графики по ремонту оборудования

13.2.6. Представлять на согласование программы включения в работу нового и вводимого после ремонта электрооборудования, находящегося в оперативном, ведении или управлении Сетевой организации-1.

13.2.7. Обеспечивать организацию проведения контрольных замеров потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в характерные дни и часы контрольных замеров по ЕЭС России, а также внеочередных замеров.

13.2.8. Исполнять разработанные Сетевой организацией-1 инструкции и оперативные указания по ведению электрических режимов сетей Сетевой организации-2 в составе энергосистемы.

13.2.9. Представлять на согласование нормальные и ремонтные схемы электрических соединений сетей, подстанций Сетевой организации-2, оборудование которых находится в оперативном управлении или ведении Сетевой организации-1 (п.6.6.4 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утвержденных 19.06.2003).

13.2.10. Представлять на согласование технические условия и задания на проектирование энергообъектов, подготавливаемые Сетевой организацией-2 и выполняемые по ним проекты: линий электропередачи и электрооборудования, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации-1.

14. Обязанности Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2 в области оперативного и технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления

14.1. Сетевая организация-1 обязана:

14.1.1. Фиксировать не устраненные в течение смены, нарушения в работе СДТУ.

14.1.2. Осуществлять оперативное руководство устранением повреждений каналов связи и ТМ между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2.

14.1.3. Согласовывать годовой график проверок СДТУ, АСДУ Сетевой организации-1 передающих информацию в ОИК Сетевой организации-1.

14.1.4. Выдавать оперативные указания по устранению отказов СДТУ, АСДУ, каналов связи и ТМ, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчера Сетевой организации-1.

14.1.5. Согласовывать технические задания на проектирование новых и реконструкцию действующих СДТУ, АСДУ.

14.1.6. Рассматривать и согласовывать заявки на вывод из работы СДТУ, АСДУ, находящихся в ведении или управлении Сетевой организации-1.

14.1.7. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.

14.2. Сетевая организация-2 обязана:

14.2.1. Осуществлять оперативное и техническое обслуживание СДТУ, АСДУ, находящихся в управлении персонала Сетевой организации-2.

14.2.2. 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.

14.2.3. 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.).

14.2.4. 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.

14.2.5. 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.

14.2.6. Обеспечить надежную работу СДТУ в условиях ЧС.

14.2.1. Своевременно принимать меры по устранению неисправностей датчиков телеизмерений и обеспечивать достоверность телеинформации, поступающей в ОИК Сетевой организации-1.

14.2.2. Обеспечить техническую возможность телефонной связи подразделений Сетевой организации-1 с подразделениями Сетевой организации-2.

14.2.3. Организовать прямые не коммутируемые (основные и резервные) каналы диспетчерской связи и ТМ между ДП ЦУС Сетевой организации-1 и подстанциями Сетевой организации-2.

14.2.4. Предоставлять Сетевой организации-1 выход на свою телефонную сеть Сетевой организации-2.

14.2.5. 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.

15. Обязанности Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2 в области АСДУ и организации информационного обмена

15.1. Сетевая организация-1 обязана:

15.1.1. Анализировать прием и обработку данных АСДУ и ОИК объектов Сетевой организации-2, необходимых для выполнения требований к полноте и достоверности данных ОИК и АСДУ Сетевой организации-1.

15.1.2. Выдавать необходимую для Сетевой организации-2 информацию из имеющейся БД ОИК Сетевой организации-1.

15.2. Сетевая организация-2 обязана:

15.2.1. Обеспечивать оперативное и техническое обслуживание средств АСДУ, находящихся в оперативном ведении диспетчера Сетевой организации-1.

15.2.2. Сообщать о своих выявленных случаях неисправности или сбоев систем и устройств ТМ объектов Сетевой организации-2.

16. Перечень Приложений к настоящему Положению:

16.1. Приложение № 1 - «Регламент информационного обмена между Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2»;

16.2. Приложение № 2 - «Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического управления».

Сетевая организация 1

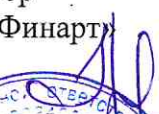
Генеральный директор
ООО «Крассети»

 / А. Васильев



Сетевая организация 2

Директор
ООО «Финарт»

 / И.А. Луцик



Регламент информационного обмена между Сетевой организацией 1 и Сетевой организацией 2

	Наименование информации	Срок, периодичность
Сетевая организация-1 передает в Сетевую организацию-2		
1.	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.
2.	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.
3.	Ответы на заявки на вывод из работы оборудования Сетевой организации-2, находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб 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.
4.	Список лиц имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	Ежегодно, до 10 декабря.
5.	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.
6.	Задание на разработку ГАО.	Ежегодно, до 15 июля.
7.	Утвержденные ГАО.	Ежегодно, до 20 сентября.
8.	Утвержденный годовой график ремонта электротехнического оборудования.	До 30 октября года, предшествующего планируемому.
9.	Утвержденный месячный график ремонта электротехнического оборудования.	До 1 числа планируемого месяца.
10.	Задания по подключению нагрузок под действие АЧР.	Согласно срокам установленных Сетевой организацией-1.
11.	Задание на организацию и проведение контрольных замеров.	В объеме и сроки, установленные Сетевой организацией-1.
12.	Инструкции, регламенты и положения 1 согласно приложению 2.	При пересмотре и изменениях.
13.	Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы Сетевой организации 2.	По запросу.
Сетевая организация-2 передает Сетевой организации-1		
1.	Сообщения обо всех технологических нарушениях, аварийных режимах и выявленных дефектах на оборудовании подстанций Сетевой организации-2,	Немедленно.

	находящегося в оперативном управлении или ведении диспетчерских служб Сетевой организации-1.	
2.	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 организации-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.
3.	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.
4.	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.
5.	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.
6.	Данные о работе электрооборудования 6 кВ и выше (ток нагрузки, напряжение и т.п.).	По запросу.
7.	Карты уставок РЗА	Ежегодно до 20 ноября. При изменении уставок, в течение 10 дней.
8.	Списки лиц Сетевой организации-2, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	Ежегодно, до 10 декабря.
9.	Изменения в составе лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров и подписи оперативных заявок.	В течение 10 дней после подписания соответствующих распорядительных документов.
10.	Однолинейные схемы электрических соединений подстанции, находящейся на балансе Сетевой организации-2.	По запросу. При изменении схемы, в течение 15 дней после утверждения новой схемы.
11.	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.
12.	Разработанные ГАО.	До 15 августа текущего года.
13.	Технические характеристики силовых трансформаторов подстанций (U к.з., Ином.); трансформаторы тока, типы реле и уставки	По запросу. При изменении, в течение 10 дней после изменения.

	защит на вводных выключателях.	
4.	Обработанные данные по дням контрольных замеров.	Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией-1 сроки.
5.	Отчеты о подключении нагрузок под действие АЧР.	Согласно заданию, в установленные Сетевой организацией-1 сроки.
6.	План ремонта для включения месячный график ремонта электротехнического оборудования, находящегося в оперативном управлении Сетевой организации-1.	До 27 числа месяца, предшествующего планируемому месяцу.
7.	Другие нормативно-технические документы (НТД), материалы и сведения необходимые для работы диспетчерских служб.	По запросу.

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»

/ А. Васильев



Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»

/ И.А. Луцик



Перечень основных документов, определяющих порядок оперативно-технологического управления

1. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией-1 и Сетевой организацией-2 совместно:

1.1. Положение об оперативно-техническом взаимодействии Сетевой организации-1 и Сетевой организации-2.

2. Документы, разрабатываемые и утверждаемые Сетевой организацией-1 и обязательные для исполнения Сетевой организацией-2:

2.1. Перечень распределения оборудования РЗА, СДТУ, систем противоаварийной автоматики Сетевой организации-1 по способу технологического управления.

2.2. Регламент разработки и согласования графиков ремонтов, подачи прохождения и проработки оперативных заявок на производство работ в электрических сетях Сетевой организации-1.

2.3. Ведение оперативных переговоров, оперативного журнала, приемка-сдача смены. Положение.

2.4. Производство оперативных переключений в электроустановках. Инструкция.

2.5. 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:

3.1. Схемы нормального и ремонтного режима энергообъектов принадлежащих Сетевой организации-2, в состав которых входят объекты, находящиеся в оперативном управлении или ведении Сетевой организации-1.

3.2. Схемы каналов диспетчерской связи и телемеханики.

Сетевая организация 1
Генеральный директор
ООО «Крассети»


_____/ А. Васильев


Сетевая организация 2
Директор
ООО «Финарт»


_____/ И.А. Луцик


Пронумеровано, прошито на (31)

тридцать одна листах

Генеральный директор

Васильев А.


(ФИО, подпись, печать)

