

ДОГОВОР № 189
на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

г. Иркутск

14 октября 2008г.

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская Электросетевая компания», именуемое в дальнейшем «Электросетевая организация», в лице Каратаева Бориса Николаевича, действующего на основании Устава, и

Открытое акционерное общество «РУСАЛ Братский алюминиевый завод», именуемое в дальнейшем «Абонент», в лице Управляющего директора Филиппова Сергея Викторовича, действующего на основании доверенности № 27/11022008г от 11.02.2008г., с другой стороны,

далее вместе именуемые «Стороны»,
заключили настоящий договор о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. В соответствии с условиями настоящего Договора «Электросетевая организация» обязуется оказать «Абоненту» услуги по передаче электрической энергии (мощности), приобретаемой Абонентом на оптовом рынке электроэнергии, а «Абонент» обязуется оплатить данные услуги.

1.2. При выполнении настоящего Договора, а также по всем вопросам, не оговоренным настоящим Договором, Стороны руководствуются действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации.

2. ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

2.1. «Электросетевая организация» обязуется:

- надлежаще оказывать «Абоненту» услуги по передаче электрической энергии (мощности), обеспечивающие его бесперебойное энергоснабжение в полном объеме в соответствии с согласованной категорией надежности;
- при необходимости, в соответствии с требованиями действующих нормативных правовых актов, урегулировать с соответствующими инфраструктурными, иными организациями и/или согласовать с ними необходимые условия, связанные с надлежащим исполнением обязательств по настоящему Договору;
- обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых электрических сетей, приборов и оборудования;
- поддерживать качество передаваемой электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности в соответствии с показателями, приведенными в Приложении № 6;
- производить сверку количества переданной электрической энергии (мощности) в соответствии с перечнем средств измерений, указанном в Приложениях № 4 к настоящему Договору с составлением соответствующих актов;
- в случае изменения платы за услуги по передаче электрической энергии (мощности), представлять «Абоненту» в течение 10 дней с момента утверждения решения регулирующего органа об установлении/изменении тарифа (платы) копии таких решений;
- подавать документы в регулирующие органы власти для утверждения тарифа на передачу электрической энергии по сетям ВН и оказывать содействие в установлении платы за услуги по передаче электрической энергии (мощности)

по ВН;

- немедленно сообщать «Абоненту» об авариях, неисправностях и иных нарушениях, возникших при передаче электрической энергии (мощности);
- обеспечить передачу электрической энергии на энергопринимающие устройства «Абонента», качество и параметры которой должны соответствовать техническим регламентам и иным обязательным требованиям, в соответствии с категорией надежности, к которой относится Абонент;
- заблаговременно согласовывать с Абонентом проведение ремонтных и профилактических работ на электрических сетях и сетевом оборудовании, влияющих на исполнение обязательств по настоящему Договору;
- выписывать Абоненту счета-фактуры;
- выполнять иные обязанности, предусмотренные и вытекающие из условий настоящего Договора и действующих нормативных правовых актов в области электроэнергетики.

2.2. «Абонент» обязуется:

- принимать на границе раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электрическую энергию (мощность), переданные «Электросетевой организацией» в количестве и сроки, определенные в настоящем Договоре;
- в соответствии с условиями настоящего Договора своевременно и в полном объеме оплачивать услуги, оказанные «Электросетевой организацией»;
- вести учет количества переданной «Электросетевой организацией» на границу раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, определенной в Приложении № 3 к настоящему Договору, электрической энергии (мощности);
- производить сверку количества переданной электрической энергии (мощности) в соответствии с перечнем средств измерений, указанным в Приложении № 4 к настоящему Договору с составлением соответствующих актов;
- обеспечивать надлежащее техническое состояние и безопасность эксплуатируемых электрических сетей, приборов и оборудования, связанных с потреблением электроэнергии, в том числе, устройств системной противоаварийной автоматики;
выполнять мероприятия, связанные с общесистемной надежностью (АЧР, САОН и т.п., установленные на предприятии) Для поддержания устойчивости и стабильности энергосистемы при возникновении аварийного дефицита электрической энергии выполнять требования «Электросетевой организации» о снижении потребления электрической энергии (мощности) в объемах, определенных графиками аварийного ограничения и временного отключения электрической энергии (мощности), а также в иных случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации в качестве основания для введения полного или частичного ограничения режима потребления. Указанные ограничения вводятся с учетом Актов аварийной и технологической брони электроснабжения «Абонента» (Приложение № 7 к настоящему Договору). В случае отказа Абонента самостоятельно произвести ограничение режима потребления «Электросетевая организация» вправе произвести необходимые переключения в энергопринимающих устройствах в присутствии представителя Абонента.
- по требованию «Электросетевой организации» участвовать в контрольных замерах;
- обеспечить оборудование точек присоединения средствами измерения

электрической энергии, в том числе измерительными приборами, соответствующими установленным законодательством Российской Федерации требованиям, а также 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;

- немедленно сообщать «Электросетевой организации» об авариях, пожарах, неисправностях энергетических объектов, приборов учёта, иных технологических нарушениях, возникающих при пользовании электроэнергией, а также о плановом, текущем и капитальном ремонте на них;
- ежегодно уведомлять «Электросетевую организацию» о величине потребляемой мощности и количестве электрической энергии, подлежащих передаче в последующем году в сроки, указанные в п. 3.2. настоящего Договора;
- поддерживать качество электроэнергии на границе раздела эксплуатационной ответственности в соответствии с показателями, приведенными в Приложении №6;
- беспрепятственно допускать уполномоченных представителей «Электросетевой организации» в пункты контроля и учета количества и качества переданной электрической энергии;
- выполнять иные обязанности, предусмотренные и вытекающие из условий настоящего Договора и действующих нормативных правовых актов в области электроэнергетики.

Ограничивать нагрузку по ОАО «РУСАЛ Братск» до 1972 МВт на время отключения АТ-500 на ОРУ БГЭС

Ограничивать нагрузку по ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет до 21 МВт на время вывода в ремонт одного из трансформаторов на ПС ЗСМ

3. ВЕЛИЧИНА МОЩНОСТИ И КОЛИЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1. Величина максимальной мощности энергопринимающего устройства Абонента, присоединенного к электрической сети Электросетевой организации составляет по ОАО «РУСАЛ Братск» - 1997,3 МВт, по ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет – 24,5 МВт.

Распределение максимальной мощности по каждой точке (группе точек) присоединения к электрической сети Электросетевой организации определяется в соответствии с Приложением № 1.

3.2. Величина заявленной мощности и количество электрической энергии, подлежащие передаче «Электросетевой организацией» на границу балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Абонента, в 2009г. определяется в Приложении № 2 к настоящему Договору.

Величина заявленной мощности и количество электрической энергии (мощности), подлежащие передаче на последующие годы действия настоящего Договора, заявляются Абонентом с помесечной разбивкой не позднее 2 месяцев до истечения текущего года исполнения настоящего Договора и в пределах максимальной мощности энергопринимающего устройства Абонента. В случае не уведомления «Абонентом» «Электросетевой организации» о величине заявленной мощности и количестве электрической энергии, подлежащих передаче по настоящему Договору на соответствующий год в качестве согласованных величин для передачи принимаются величина заявленной мощности и количество электрической энергии, принятые для передачи в предшествующем году.

3.3. Абонент имеет право в течение года изменить величину заявленной мощности в пределах максимальной мощности (Приложение 1) и количество электрической энергии подлежащие передаче по настоящему Договору. При этом в случае уменьшения объемов Абонент возмещает «Электросетевой организации» ущерб (в случае его возникновения), вызванные данным изменением. «Абонент» уведомляет «Электросетевую организацию» за месяц о таких изменениях.

В случае увеличения объемов сверх максимальной мощности Стороны действуют в соответствии с Постановлением Правительства РФ №861 от 27.12.2004. в редакции Постановления Правительства РФ №168 от 21.04.2007.

3.4. Обязательства по передаче электрической энергии (мощности) «Электросетевой организацией» в адрес «Абонента» считаются исполненными с момента ее передачи на границу раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (Приложение № 3) в количестве определенном настоящим Договором.

3.5. Количество электрической энергии фактически переданное «Электросетевой организацией» в адрес «Абонента» по настоящему Договору определяется как сумма электроэнергии, учтенной по приборам учета, указанным в Приложении № 4 к настоящему Договору, и потерь вызванных несовпадением фактического места установки приборов учета и места разграничения эксплуатационной ответственности, указанной в Приложении № 3 к настоящему Договору.

Величина потерь электрической энергии в сети от границы раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности до места установки коммерческих приборов учета рассчитывается по «Методике расчета технологического расхода электроэнергии на транспорт в сети от границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между ООО «Иркутская Электросетевая компания» и ОАО «РУСАЛ Братск» до точек учета на ОАО «РУСАЛ Братск» (Приложение 10 к настоящему Договору)

3.6. Фактическое количество электроэнергии, переданное «Электросетевой организацией» на границу раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности для «Абонента» по настоящему Договору за расчетный период, определяется по состоянию на 00 час 00 минут по Московскому времени 1 числа месяца, следующего за расчетным.

3.7. «Стороны» не позднее 2-го числа месяца следующего за расчетным, на основании показаний приборов учета (Приложение 4) производят сверку количества переданной «Электросетевой организацией» на границу балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электрической энергии (мощности) «Абоненту» по настоящему Договору с составлением соответствующего акта. (Приложение 5)

3.8. В случае отказа одной из сторон от составления актов, другая сторона договора вправе составить указанные акты самостоятельно с обязательным направлением экземпляра акта отсутствующей стороне. В этом случае обязанность по согласованию акта считается выполненной с момента его направления в адрес отсутствующей стороны.

В случае возникновения разногласий по количеству поданной в сети (из сетей) электроэнергии, спор решается с участием представителей сторон.

3.9. Перерыв, прекращение и ограничение оказания услуг по передаче допускается только по соглашению «Сторон» за исключением случаев, когда удостоверенное органом государственного надзора техническое состояние энергетических установок угрожает аварией или создает угрозу жизни и безопасности людей, и в иных случаях, предусмотренных действующим законодательством.

3.10. Перерыв, прекращение или ограничение передачи электрической энергии (мощности) без согласования с «Абонентом» и без предварительного соответствующего его предупреждения допускаются в случае необходимости принять неотложные меры по предотвращению или ликвидации аварии при условии немедленного уведомления об этом сторон договора.

3.11. Величина технологической и аварийной брони Абонента определяется в Приложении № 7 к настоящему Договору.

4. ТАРИФ (ПЛАТА) ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)

4.1. Установление тарифа на услуги по передаче электрической энергии (мощности) осуществляется уполномоченным органом исполнительной власти в области тарифного регулирования.

4.2. При утверждении тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям ВН «Электросетевой организации» для потребителей расчеты между Сторонами за оказанные в соответствии с настоящим Договором услуги производятся, исходя из тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям ВН «Электросетевой организации», установленного уполномоченным органом исполнительной власти в области тарифного регулирования в рамках предельного тарифа за оказание услуг по передаче электроэнергии.

4.3. «Электросетевая организация» уведомляет «Абонента» об установлении, изменении платы за услуги по передаче по сетям ВН «Электросетевой организации» (тарифа на электроэнергию) в письменном виде.

4.4. Изменение платы (тарифа) в период действия настоящего Договора не требует его переоформления.

5. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ ЗА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ)

5.1. Стоимость услуг по передаче электрической энергии (мощности) за расчетный период определяется путем сложения следующих величин:

5.1.1. произведения величины заявленной мощности, указанной в Приложении № 2 к настоящему Договору за соответствующий расчетный период, на ставку на содержание электрических сетей, утвержденную в составе тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям на соответствующем уровне напряжения на территории Иркутской области, уполномоченным органом исполнительной власти в области тарифного регулирования;

5.1.2 произведения фактического количества, переданной Абоненту электроэнергии определяемой на основании оформленного в соответствии с п. 3.7., 3.8. настоящего Договора акта сверки за соответствующий расчетный период, на ставку по оплате потерь электроэнергии в сетях соответствующего уровня напряжения, утвержденную в составе тарифа на услуги по передаче электроэнергии по сетям на соответствующем уровне напряжения на территории Иркутской области уполномоченным органом исполнительной власти в области тарифного регулирования,

5.1.3 Стоимость услуг по передаче электрической энергии (мощности) корректируется на стоимость объемов потерь учтенных в равновесных ценах на электроэнергию на оптовом рынке электроэнергии, приходящейся на Абонента в соответствии с действующим законодательством.

5.1.4. подпункт 5.1.3 данного договора применяется в соответствии с положениями «Правил оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода», утвержденных Постановлением Правительства РФ №643 от 24 октября 2003 года в редакции, действующей на момент подписания настоящего договора и подлежит соответствующему изменению в случае изменения указанных «Правил» в части, касающейся определения стоимости услуг по передаче сетевых организаций.

5.2. Порядок расчетов

«Электросетевая организация» в срок до 5 числа расчетного месяца выставляет «Абоненту» счет, на оплату услуг исходя из объемов передачи электроэнергии, указанных в Приложении № 2 к Договору. Абонент производит оплату по выставленному счету в следующие сроки:

- 15 числа текущего месяца - 50% стоимости за заявленную мощность и 50% стоимости услуг от объема передачи электроэнергии, указанных в счете;

- 25 числа текущего месяца - 50% стоимости за заявленную мощность и 50% стоимости услуг от объема передачи электроэнергии, указанного в счете;

Окончательный расчет производится до 10 числа месяца, следующего за расчетным периодом, исходя из объемов переданной электрической энергии, указанных в Акте об оказании услуг по передаче.

В случае если Абонент произвел платеж, размер которого превышает стоимость фактически оказанных «Электросетевой организацией» услуг за расчетный месяц, сумма превышения засчитывается в счет следующего платежа.

5.3. За расчетный период принимается календарный месяц.

5.4. Обязательства по оплате «Абонентом» оказанных «Электросетевой организацией» услуг считаются выполненными с момента поступления денежных средств на корреспондентский счет банка «Электросетевой организации»

5.5. Излишне уплаченные денежные средства в текущем периоде учитываются «Электросетевой организацией» в следующем периоде.

6. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

6.1. В случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по настоящему договору Стороны несут ответственность в соответствии действующим законодательством РФ.

6.2. Стороны, в соответствии с требованиями нормативных правовых актов РФ, несут ответственность за техническое состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, находящихся в пределах границы их эксплуатационной ответственности.

6.3. «Электросетевая организация» не несет материальной ответственности перед Абонентом за недоотпуск электроэнергии или снижение ее качества от показателей, установленных техническими регламентами в случаях:

6.3.1. Недоотпуска и (или) снижение ПКЭ, вызванных по вине самого Абонента.

6.3.2. При невыполнении Абонентом мероприятий, в соответствии с требованиями ПУЭ (5.3.53., 5.3.58.), в т.ч. при отсутствии самозапуска электродвигателей ответственных механизмов при кратковременном исчезновении напряжения и технологического резервирования, если резервирование электроснабжения не обеспечивает непрерывность технологического процесса.

6.3.3. При нарушении энергоснабжения стихийными явлениями (пожарами, наводнениями и пр.);

6.3.4. При перерывах в энергоснабжении, вызванных неправильными действиями персонала Абонента (ошибочное включение, отключение, переключение и т.д.);

6.3.5. При ограничениях или прекращении подачи электрической энергии, вызванных неисполнением Абонентом обязательств по оплате в размерах и в сроки, установленные настоящим договором.

6.3.7. Автоматическом отключении электроустановок Абонента устройствами системной автоматики (АЧР (автоматическая частотная разгрузка), САОН (системная автоматика отключения нагрузки);

6.3.8. «Электросетевая организация» несет перед Абонентом ответственность за недоотпуск электроэнергии или снижение ее качества от показателей, установленных в Приложении 6, в случае если это произошло в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств «Электросетевой организацией».

6.4. Абонент несет ответственность за отказ самостоятельно произвести ограничение режима потребления путем отключения собственных энергетических устройств.

6.5. Стороны освобождаются от ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему договору, если это явилось следствием обстоятельств непреодолимой силы, возникших после заключения договора, как-то: стихийные бедствия, военные действия любого характера, правительственные постановления или распоряжения государственных органов РФ, препятствующие выполнению условий настоящего договора.

Сторона, ссылающаяся на обстоятельства непреодолимой силы, обязана незамедлительно информировать другую Сторону о наступлении подобных обстоятельств в письменной форме.

По требованию любой из Сторон, в этом случае может быть создана комиссия, определяющая возможность дальнейшего исполнения взаимных обязательств.

6.6. В случае нарушения Абонентом сроков оплаты по настоящему договору, «Электросетевая организация» в праве начислять проценты в порядке, установленном ст. 395 Гражданского кодекса РФ. При этом общая сумма начисленных процентов не может превышать 10% от суммы долга.

7. ИЗМЕНЕНИЕ ДОГОВОРА

7.1. Настоящий договор может быть дополнен и/или изменен по соглашению Сторон.

7.2. Действительными и обязательными для Сторон признаются только те изменения и дополнения, которые внесены ими в договор по взаимному соглашению, либо по решению арбитражного суда.

7.3. Под соглашением в письменной форме понимаются соглашения и дополнения, оформленные в виде единого документа, приложенного к тексту договора.

7.4. Все изменения и дополнения к настоящему Договору не должны противоречить условиям Договора поставки и создавать ситуацию невозможности его исполнения полностью или в части.

Все изменения и дополнения, принятые Сторонами к настоящему Договору, и противоречащие условиям Договора поставки не подлежат применению.

8. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

8.1. Во всем ином, что не предусмотрено условиями настоящего Договора Стороны руководствуются требованиями действующих нормативных правовых актов РФ.

8.2. Все неурегулированные «Сторонами» споры и разногласия, в том числе связанные с заключением, изменением, исполнением и расторжением настоящего договора, рассматриваются в Арбитражном суде Иркутской области.

8.3. Настоящий Договор вступает в силу с 00 часов 00 мин. Московского времени «01» января 2009г., но не ранее момента допуска Абонента к работе в торговой системе оптового рынка, и заключен на неопределенный срок.

8.4. Настоящий договор прекращает свое действие с момента передачи электрических сетей, непосредственно присоединенных к энергопринимающим устройствам «Абонента» в управление Организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и заключения «Абонентом» договора на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности) с Организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью.

8.5. Настоящий Договор составлен в двух экземплярах – по одному для каждой из Сторон.

8.6. Стороны обязуются письменно уведомлять друг друга об изменении формы собственности, банковских и почтовых реквизитов, смены руководителя и т.д. в срок не более 10 дней с момента внесения. В противном случае убытки, связанные с не уведомлением или несвоевременным уведомлением, ложатся на Сторону, допустившую данное нарушение.

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

9. ПРИЛОЖЕНИЯ

9.1. Приложениями к настоящему договору являются:

Приложение № 1 – Распределение максимальной мощности по точке (группе точек) присоединения к электрической сети.

Приложение № 2 – Величина заявленной мощности и количество передаваемой электроэнергии на границе балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности на 2009г.

Приложение № 3 – Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электросетей между ООО «Иркутская Электросетевая компания» и ОАО «РУСАЛ Братск».

Приложение № 4 – Перечень средств измерений для целей коммерческого учета по точкам поставки в сечении ООО «Иркутская Электросетевая компания» – ОАО «РУСАЛ Братск».

Приложение № 5 Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии и мощности

Приложение № 6 - Показатели качества электроэнергии;

Приложение № 7 – Акт аварийной и технологической брони электроснабжения «Абонента».

Приложение № 8 - Список ответственных лиц, имеющих право отправления и получения уведомлений по настоящему Договору.

Приложение № 9 - Список ответственных и должностных лиц, имеющих право подписывать акты первичного учёта переданной электроэнергии и мощности, акты приёма - передачи.

Приложение № 10 Методика расчета технологического расхода электроэнергии на транспорт в сети от границы балансовой принадлежности ОАО «РУСАЛ Братск» до точек учета

9.2. Указанные в пункте 9.1. настоящего Договора приложения являются неотъемлемой частью настоящего Договора.

10. АДРЕСА И РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

«Электросетевая организация»

Почтовый (юридический) адрес: 664025, г. Иркутск, ул. Рабочая, д.22

Банковские реквизиты: расчетный счет 40702810690040001333 в Иркутском филиале

АКБ «СОЮЗ» (ОАО) г. Иркутск БИК 042520728 корсчет 301018103000000000728

ИНН 3808133303 КПП 380801001

«Абонент»

Почтовый (юридический) адрес: 665716, РФ, Иркутская область, г. Братск-16,

Промплощадка, ОАО «БрАЗ»

ИНН/КПП 3803100054/997550001

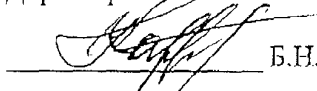
Р/с 40702810700020106375 «Сбербанк России» г. Москва,

К/с 30101810400000000225, БИК 044525225

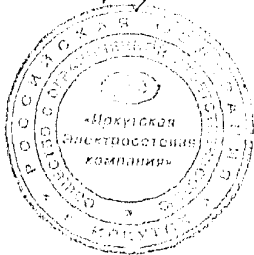
11. ПОДПИСИ СТОРОН

«Электросетевая организация»:

Директор



Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор



Приложение № 1

к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

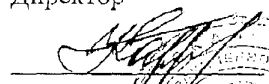
1. Распределение максимальной мощности по точке (группе точек) присоединения ОАО «РУСАЛ Братск» к электрическим сетям ООО «ИЭСК»:

№ пп	Наименование присоединения	Что питает, принадлежность.	Уровень напряжения кВ	Величина максимальной мощности в точке присоединения, МВт	Присоединенная мощность, МВА
1	2	3	4	5	6
1	ЛЭП «БрАЗ – 1»	ГПП1 ОАО «БрАЗ»	220	310	400
2	ЛЭП «БрАЗ – 2»	ГПП 2 ОАО «БрАЗ»	220	310	600
3	ЛЭП «БрАЗ – 3»				
4	ЛЭП «БрАЗ – 4»	ГПП 3 ОАО «БрАЗ»	220	320	600
5	ЛЭП «БрАЗ – 5»				
6	ЛЭП «БрАЗ – 6»	ГПП 4 ОАО «БрАЗ»	220	320	400
7	ЛЭП «БрАЗ – 7»				
8	ЛЭП «БрАЗ – 8»	ГПП 5 ОАО «БрАЗ»	220	320	640
9	ЛЭП «БрАЗ – 9»				
10	ЛЭП «БрАЗ – 10»	ГПП 6 ОАО «БрАЗ»	220	325	400
11	ЛЭП «БрАЗ – 11»				
12	ЛЭП «БрАЗ – 12»	ГПП 6 ОАО «БрАЗ»	220	85	200
13	ЛЭП «БрАЗ -13» от ЛЭП «БрАЗ – 10»				
14	ООО «ИБ ИП», ЗАО Илимхимпром	Насосная «БЛПК»	10	0,3	1,8
15	ЗРУ-2	ЗРУ-2 ПГВ	10	7	15
ИТОГО:				1997,3	3256,8

2. Распределение максимальной мощности по точке (группе точек) присоединения ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет к электрическим сетям ООО «ИЭСК»:

№ пп	Наименование присоединения	Что питает, принадлежность.	Уровень напряжения кВ	Величина максимальной мощности в точке присоединения, МВт	Присоединенная мощность, МВА
1	2	3	4	5	6
1	ПС «ЗСМ»	ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет	110	24,5	34,569

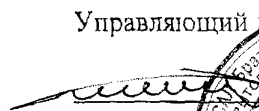
«Электросетевая организация»:
Директор

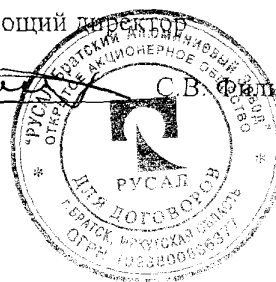

Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор


С.В. Филиппов



к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

Величина заявленной мощности и количество передаваемой электроэнергии на границе балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности на 2009г.

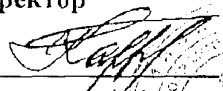
1. ОАО «РУСАЛ Братск»

месяц	Заявленная мощность, МВт	Объем электроэнергии, млн. кВтч
2009		
Январь	1997,3	1468,5
Февраль	1992,3	1323,7
Март	1985,3	1468,1
Апрель	1985,3	1413,3
Май	1975,3	1461,0
Июнь	1974,3	1414,8
Июль	1974,3	1463,3
Август	1974,3	1462,5
Сентябрь	1977,3	1413,7
Октябрь	1977,3	1461,7
Ноябрь	1987,3	1414,6
Декабрь	1997,3	1469,3
Год		17234,5

2. ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет

месяц	Заявленная мощность, МВт	Объем электроэнергии, млн. кВтч
2009		
Январь	24,5	17,3
Февраль	24,5	16
Март	24,5	17,3
Апрель	24,5	16,6
Май	24,5	17,1
Июнь	24,5	16,6
Июль	24,5	17,1
Август	24,5	17,1
Сентябрь	24,5	16,8
Октябрь	24,5	17,3
Ноябрь	24,5	16,9
Декабрь	24,5	17,4
Год		203,5

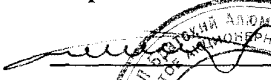
«Электросетевая организация»:
Директор

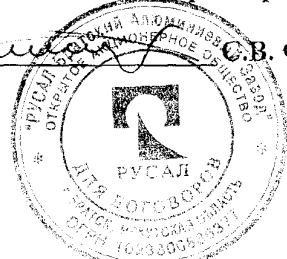

Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор


С.В. Филиппов



к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности электросетей между ООО «ИЭСК» и ОАО «РУСАЛ Братск».

1. Точками присоединения и границей эксплуатационной ответственности по сетевым объектам ОАО «РУСАЛ Братск» считать:

№ ТП	Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (в соответствии с договором аренды сетей)	Граничное присоединений
Точка присоединения №1	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-1»	ЛЭП «БрА3-1»
Точка присоединения №2	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-2»	ЛЭП «БрА3-2»
Точка присоединения №3	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-3»	ЛЭП «БрА3-3»
Точка присоединения №4	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-4»	ЛЭП «БрА3-4»
Точка присоединения №5	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-5»	ЛЭП «БрА3-5»
Точка присоединения №6	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-6»	ЛЭП «БрА3-6»
Точка присоединения №7	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-7»	ЛЭП «БрА3-7»
Точка присоединения №8	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-8»	ЛЭП «БрА3-8»
Точка присоединения №9	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-9»	ЛЭП «БрА3-9»
Точка присоединения №10	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-10»	ЛЭП «БрА3-10»
Точка присоединения №11	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-11»	ЛЭП «БрА3-11»
Точка присоединения №12	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БрА3-12»	ЛЭП «БрА3-12»
Точка присоединения №13	натяжной зажим portalъной натяжной гирлянды опоры № 109 ЛЭП «БрА3-10»	ЛЭП «БрА3-13»

№ ТП	Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности (в соответствии с договором аренды сетей)	Граничное присоединений
Точка опосредованного присоединения №14	контакты присоединения высоковольтного кабеля в ячейке 32 секции 2 ГПП-3 ЗАО «Илимхимпром»	ЗАО «Илимхимпром»
Точка опосредованного присоединения №15	контакты присоединения высоковольтного кабеля в ячейке 33 секции 1 ГПП-3 ЗАО «Илимхимпром»	ЗАО «Илимхимпром»
Точка опосредованного присоединения №16	контакты подключения отпайки от опоры №11 ЛЭП-601 ООО «ИБ ИП» на ВЛ-6кВ ТП 44/3 ОАО «РУСАЛ Братск»	ООО «ИБ ИП»
Точка опосредованного присоединения №17	выход из стены компрессорной кабеля 10 кВ от РП4-1 ОАО «РУСАЛ Братск» к ячейке № 7 1с.ш. ЗРУ-2 ПГВ ООО «БЗФ»	ПС «Опорная»
Точка опосредованного присоединения №18	кабельная линия ЛЭП 44-2 на уровне периметрального забора между РП44 2с.ш. ОАО «РУСАЛ Братск» и ячейки № 3 1с.ш. ЗРУ-2 ПГВ ООО «БЗФ»	ПС «Опорная»
Точка опосредованного присоединения №19	выход из стены компрессорной кабеля 10 кВ от РП4-1 ОАО «РУСАЛ Братск» к ячейке № 28 ЗРУ-2 ПГВ ООО «БЗФ»	ПС «Опорная»
Точка опосредованного присоединения №20	выход из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск» кабеля 6 кВ к ячейке № 24 2с.ш. РП-5 ООО «БЗФ»	ПС «Опорная»
Точка опосредованного присоединения №21	кабельная линия ЛЭП 44-1 на уровне периметрального забора между РП44 1с.ш. ОАО «РУСАЛ Братск» и ячейки № 24 4с.ш. ЗРУ-2 ПГВ ООО «БЗФ»	ПС «Опорная»

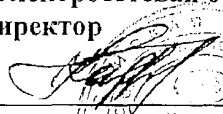
2. Точками поставки электроэнергии и границей балансовой и эксплуатационной ответственности по сетевым объектам ОАО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет считать:

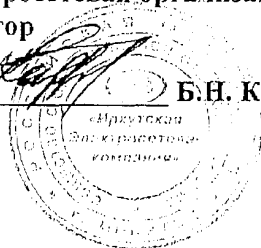
№ ТП	Граница балансовой принадлежности	Граничное присоединений
Точка присоединения №1	контакты шинпровода на вводных изоляторах 10 кВ трансформатора Т1 ПС «ЗСМ»	ПС «ЗСМ»
Точка присоединения №2	контакты шинпровода на вводных изоляторах 10 кВ трансформатора Т1 ПС «ЗСМ»	ПС «ЗСМ»

ПОДПИСИ СТОРОН

«Электросетевая организация»:

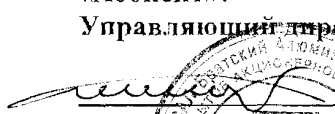
Директор


Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор


С.В. Филиппов



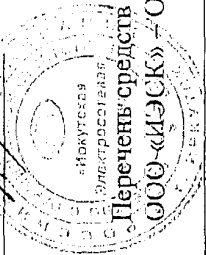
к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

ООО «Иркутская Электросетевая компания»:

Директор



Б.Н. Каратаев

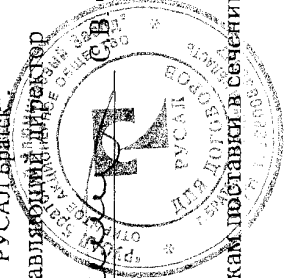


ООО «Иркутская Электросетевая организация»:

Управляющий директор



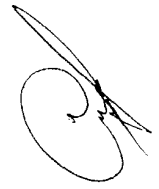
С.В. Филипов



Перечень средств измерений для целей коммерческого учета по точкам поставки в сечении

ООО «ИЭСК» – ООО «РУСАЛ Братск».

№ пп	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Наименование присоединения (элементы электрооборудования, входящие в расчет сальдо-перетоков)	Начало (название граничного элемента)	Конец (название граничного элемента)	Точка поставки (место расположения границ балансовой принадлежности)	Точки приема-передачи электроэнергии и мощности ОАО "РУСАЛ Братск"			Точки приема-передачи электроэнергии и мощности ООО "Иркутская Электросетевая организация"			Метод определения величин энергии с учетом вычисляемых поправок к показаниям счетчиков, если показания счетчиков корректируются	Сторона, вычисляющая поправки и предоставляющая отчетность по данному сечению поставки	примечания	
					Место установки расчетного счетчика (основного измерительного прибора); прием/отдача; кл. точности; признак включения в АИИС (АСКУЭ);	Место установки контрольного счетчика (резервного измерительного прибора); прием/отдача; кл. точности; признак включения в АИИС (АСКУЭ);	Способ, по которому формируется ежедневный профиль нагрузки (при отсутствии интервального счетчика);	Место установки расчетного счетчика (основного измерительного прибора); прием/отдача; кл. точности; признак включения в АИИС (АСКУЭ);	Место установки контрольного счетчика (резервного измерительного прибора); прием/отдача; кл. точности; признак включения в АИИС (АСКУЭ);	Способ, по которому формируется ежедневный профиль нагрузки (при отсутствии интервального счетчика);				



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	ЛЭП «БРА-3-1»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП1	Точка поставки №1 (натяжной зажим портальной гирлянды в сторону ЛЭП «БРА-3-1»)	ГПП1, Ввод1; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП1, Ввод2; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с согласованием об информобмене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО «РУСАЛ Братск»	
2.	ЛЭП «БРА-3-2»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП1	Точка поставки №2 (натяжной зажим портальной гирлянды в сторону ЛЭП «БРА-3-2»)	ГПП1, Ввод3; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП1, Ввод4; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с согласованием об информобмене							
3.	ЛЭП «БРА-3-3»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП2	Точка поставки №3 (натяжной зажим портальной гирлянды в сторону ЛЭП «БРА-3-3»)	ГПП2, Ввод5; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП2, Ввод6; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП2, Ввод7; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП2, Ввод8; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с согласованием об информобмене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО «РУСАЛ Братск»	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
4.	ЛЭП «БРА3-4»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП2	Точка поставки №4 (натяжной зажим портянкой в сторону ЛЭП «БРА3-4»)	ГПП2, Ввод7; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП2, Ввод8; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вии с согласен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	
5.	ЛЭП «БРА3-5»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП3	Точка поставки №5 (натяжной зажим портянкой в сторону ЛЭП «БРА3-5»)	ГПП3, Ввод9; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП3, Ввод10; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вии с согласен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	
6.	ЛЭП «БРА3-6»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП3	Точка поставки №6 (натяжной зажим портянкой в сторону ЛЭП «БРА3-6»)	ГПП3, Ввод11; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП3, Ввод12; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП3, ВводЕ; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП3, ВводЖ; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вии с согласен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	7.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		ЛЭП «БРАЗ-7»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП4	Точка поставки №7 (натяжной зажим) портальной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БРАЗ-7»	ГПП4, Ввод13; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП4, Ввод14; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вин с соглашен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	
	8.	ЛЭП «БРАЗ-8»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП4	Точка поставки №8 (натяжной зажим) портальной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БРАЗ-8»	ГПП4, Ввод15; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП4, Ввод16; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вин с соглашен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	
	9.	ЛЭП «БРАЗ-9»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП5	Точка поставки №9(натяжной зажим) портальной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БРАЗ-9»	ГПП5, Ввод17; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод18; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответст вин с соглашен ием об информо бмене					МВИ 2203-070- 00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
10.	ЛЭП «БРА-10»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск» ГПП5	Точка поставки №10 (натяжки от зажим портальной натяжной гирлянды в сторону ЛЭП «БРА-10»)	ГПП5, Ввод15; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод16; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, РП-27-1; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, РП-27-2; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод19; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод20; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с принятым об информ об мене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	
11.	ЛЭП «БРА-11»	ОРУ Братской ГЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №11 (натяжки от зажим портальной гирлянды в сторону ЛЭП «БРА-11»)	ГПП5, Ввод21; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод22; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с принятым об информ об мене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
12.	ЛЭП «БРА3-12»	ОРУ Братской ТЭС	ОРУ «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №12 (натяжной зажим портяной натяжной ЛЭП в сторону ЛЭП «БРА3-12»)	ГПП5, Ввод23; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод24; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с согласованной информацией о бмене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО «РУСАЛ Братск»	
13.	ЛЭП «БРА3-13»	ЛЭП «БРА3-10» опора № 109 ЛЭП «БРА3-10»	ЛЭП «БРА3-13»	Точка поставки №13 (натяжной зажим портяной опоры № 109 ЛЭП «БРА3-10»)	ГПП5, Ввод25; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС ГПП5, Ввод26; ЕА02RL-РЗВ-3; прием; 0,2S; АИИС	В соответствии с согласованной информацией о бмене					МВИ 2203-070-00098 от 22.03.05 и/или согласованная методика расчета потерь б/н от 24.08.04 г.	ОАО «РУСАЛ Братск»	
14.	ГТП-3 3РУ-10кВ 2 секция яч. №32	Контакты кабеля 10кВ в ячейке №32 3РУ-10кВ ГТП-3	Кабель 10кВ и ВЛ-10кВ на ГТП-«Насосная ВЛПК» Т-1 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №14 (контакты присоединения высоковольтного кабеля в ячейке 32 секции 2 ГТП-3 ЗАО «Илимхимпром»)	ГТП-3 ЗРУ-10кВ; яч. №32; САЗУ-И670Д, Кл. 2.0; Прием	В соответствии с согласованной информацией о бмене	Равномерным графиком				Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
15.	ЛЭП-3 3РВ-10кВ 1 секция яч. №33	Контакты кабеля 10кВ в ячейке №33 3РВ-10кВ ЛПП-3	Кабель 10кВ в ВЛ-10кВ на ТП- «Насосная ВЛПК» Т-1 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №15 (контакты присоединения высоковольтного кабеля в ячейке 33 секции 1 ТПП-3 ЗАО «Илимхимпром»)	ТПП-3 ЗРУ-10кВ; яч. №33; САЗУ-И670Д, Кл. 2,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим				Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	
16.	ЛЭП-601 (6кВ) опора №1 (резервный ввод) ООО «ИБ ЭТ»	Контакты подключения к ВЛ-6кВ ЛЭП-601 на опоре №1	Отпайка ВЛ-6кВ ЛЭП-601 опора №1 на ТП-44/3 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №15 (контакты подключения отпайки от опоры №1 ЛЭП-601 на ВЛ-6кВ ТП 44/3 ОАО «РУСАЛ Братск»)	РУ-0,4кВ ТП-44/3; СА4У-И672М, Кл. 2,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим				Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	
17.	ЗРУ-2 ПТВ ООО «БЗФ» -- ПТ-4-1	Выход кабеля 10кВ на стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск»	Кабель 10кВ по стене компрессорной до ПТ-4-1 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №17 (выход из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск» кабеля 10 кВ к ячейке №7 ЗРУ-2 ООО «БЗФ»)				ЗРУ-2 ПТВ яч. №7 ООО «БЗФ» ПСЧ-4АР.05.2; Кл. 0,5; Отдана	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	

18.		3РУ-2 ПТВ ООО «БЗФ» 1СШ яч. №3	Выход кабеля 6кВ из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск»	Кабель 10кВ по стене компрессорной до РП-4-2	Кабель 10кВ в сторону ЛЭП 4-2 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №18 (кабельная линия ЛЭП 4-2 на уровне периметрального забора между ОАО «РУСАЛ Братск» и ООО «БЗФ»)				9	3РУ-2 ПТВ яч. №3 ООО «БЗФ» ПСЧ-4АР.05.2; Кл. 0,5; Отдача	В соответствии с согласованной информацией	Равным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	14
19.		3РУ-2 ПТВ ООО «БЗФ» -- РП-4-2	Выход кабеля 10кВ из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск»	Кабель 10кВ по стене компрессорной до РП-4-2	Кабель 10кВ в сторону ЛЭП 4-2 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №19 (выход из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск») кабель 10 кВ к ячейке №28 3РУ-2 ООО «БЗФ»					3РУ-2 ПТВ яч. №28 ООО «БЗФ»; ПСЧ-4АР.05.2; Кл. 0,5; Отдача	В соответствии с согласованной информацией	Равным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	
20.		РП-5 ООО «БЗФ» (6кВ)	Выход кабеля 6кВ из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск»	Кабель 6кВ по стене компрессорной до компрессора ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №20 (выход из стены компрессорной ОАО «РУСАЛ Братск») кабель 6 кВ к ячейке №24 РП-5 ООО «БЗФ»	РП-5 яч. №24 ООО «БЗФ» САЗУ ИБ70М; Кл. 2,0; Отдача						В соответствии с согласованной информацией	Равным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	

1	21.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Ячейка №28 ВРУ-10 КТП-10	Ячейка №28 ВРУ-10 КТП-10	Кабель 10кВ на уровне периметрального забора	Кабель 10кВ в сторону ЛЭП44-1 ОАО «РУСАЛ Братск»	Точка поставки №21 (кабельная линия ЛЭП 44-1 на уровне периметрального забора между ОАО «РУСАЛ Братск» и ООО «БЗФ»)				ЗРУ-2 ПТВ яч. №24 ООО «БЗФ»; ПСЧ- 4АР.05.2; Кл. 0,5; Отдача	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равномерным графиком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
22.		Ячейка №4 ВРУ-10 КТП-10	Ячейка №4 ВРУ-10 КТП-10		Кабель №4 ВРУ-10 КТП-10; А- 1000; Кл. 1,0; Отдача	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком						Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
23.		Ячейка №28 ВРУ-10 КТП-10	Ячейка №28 ВРУ-10 КТП-10		ВЛ-10 кВ ЧКЗ-1 от ячейки №28 ВРУ-10 КТП-10 ООО «Братский Кирпичный завод»	Точка поставки №23 (контакты подключения кабельных перемычек ВЛ-10 кВ ЧКЗ-2 в ячейке №28 ВРУ-10 КТП-10)	Ячейка №28 ВРУ-10 КТП- 10; А-1000; Кл. 1,0; Отдача	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком				Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
24.	СШ-24; СШ-Б-24 (КПП 21/24)	Контакты присоединения кабелей на последней опоре ЛЭП-24-34/1	Кабели 10кВ на РП-24-34/1 ЗАО «Братская финансовая компания»	Точка поставки №24 кабелей линий 10 кВ к ЛЭП-10 кВ от РП-24-34/1	ЩУП КПП-23/24; Ф68700; Кл. 1,5; Отдача	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим				Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	
25.	Ячейка №60 2 секция ВРУ-23 КПП-21/24.	Контакты присоединения кабелей на последней опоре ЛЭП-24-34/2	Кабели 10кВ на РП-24-34/2 ЗАО «Братская финансовая компания»	Точка поставки №25 (контакты подключения кабелей линий 10 кВ к ЛЭП-10 кВ от РП-24-34/2)	ВРУ-23 яч. №60 КПП-23/24; А-1000; Кл. 1,0; Отдача	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим				Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
26.	резерв ЛЭП АКС-2 10кВ	Опора №15 ЛЭП 44/105, 106	ТП-105; ТП-106 ОАО «Строймонтаж»	Точка поставки №28 (контакты подключения к ЛЭП44/105,106 на опоре №15 проводов воздушного линия 10 кВ к разъединителю РМЛ АКС-2-105)	Ячейка №26 РП-44 10кВ ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Ячейка №24 РП-44 10кВ; ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Равномерным графическим					ОАО "РУСАЛ Братск"	
27.	резерв 10кВ; ТП -44/94,95; РП-44 10кВ; Яч. №26	Опора №11 ЛЭП 44/105, 106	ТП-105; ТП-106 ОАО «Строймонтаж»	Точка поставки №27 (контакты подключения к ЛЭП44/105,106 на опоре №11 проводов линии 10 кВ резервного питания ТП-44/94,95)	Ячейка №26 РП-44 10кВ ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Ячейка №24 РП-44 10кВ; ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Равномерным графическим						
28.	резерв ЛЭП АКС-2 10кВ	Опора №15 ЛЭП 44/105, 106	ТП-105; ТП-106 ОАО «Строймонтаж»	Точка поставки №28 (контакты подключения к ЛЭП44/105,106 на опоре №15 проводов воздушного линия 10 кВ к разъединителю РМЛ АКС-2-105)	Ячейка №26 РП-44 10кВ ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Ячейка №24 РП-44 10кВ; ПСЧ-4АП.05.2; Кл. 0,5; Отдача	Равномерным графическим						

1	29.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Отпайка на опоре №1А ЛЭП 105;106 на ТП-306	Отпайка на опоре №1А ЛЭП 105;106	Отпайка от опоры №1А ЛЭП 105;106 на ТП-306 ЗАО «СИБ РМСУ»	Точка поставки №29 (контакты подключения ВЛ-10 кВ ТП-306 на опоре №1А ЛЭП-105,106)					РУ-0,4кВ ТП- 306 ЗАО «СИБ РМСУ», ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
30.			РУ-0,4кВ ТП-1/5 авт. Выкл. А1 1 секция;	Электроустановки 0,4кВ ЗАО «СИБ РМСУ»	Точка поставки №3 (контакты подключения кабелей 0,4 кВ к автоматическому выключателю А1 1 секции 0,4 кВ ТП-1/5)					РУ-0,4кВ ТП- 1/5 Т-1; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
31.		ТП-1/5 Т-2	РУ-0,4кВ ТП-1/5 2 секция; авт. Выкл. А2	Электроустановки 0,4кВ ЗАО «СИБ РМСУ»	Точка поставки №31 (контакты подключения кабелей 0,4 кВ к автоматическому выключателю А2 2 секции 0,4 кВ ТП-1/5)					РУ-0,4кВ ТП- 1/5 Т-2; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

32.	ВЛ-10кВ ТП-15/96 Т-2	Опора №74 ВЛ-10кВ ТП 15/96 Т-2	Оттапка 10 кВ на «ЧКЗ-3» от опоры №74 ООО «Мясной двор Стениха»	Точка поставки №34 (контакты подключения отходящих проводов ВЛ-10 кВ «ЧКЗ-3» на опоре № 74 ВЛ-10 кВ «ТП-15/96 Т-2»)						ПУ-0,4кВ ТП-«Багульная» 14/35; ЦЭ 6803В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией об изменении	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	14
33.	2 секция ВРУ-12 КТП-12;	Контакты отходящего кабеля 10кВ в яч. РТ ТП-12/35 Т-2	Кабель 10кВ на ТП-12/102 ОАО «РЖД»	Точка поставки №33 (контакты отходящего кабеля 10кВ на ТП-12/102 ОАО «РЖД» ТП-12/35 Т-2 ОАО «РУСАЛ Братск»)						ПУ-0,4кВ ТП-«Багульная» 12/102; ЦЭ 6803В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией об изменении	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	14
34.	ВЛ-10кВ ТП-15/96 Т-2	Опора №74 ВЛ-10кВ ТП 15/96 Т-2	Оттапка 10 кВ на «ЧКЗ-3» от опоры №74 ООО «Мясной двор Стениха»	Точка поставки №34 (контакты подключения отходящих проводов ВЛ-10 кВ «ЧКЗ-3» на опоре № 74 ВЛ-10 кВ «ТП-15/96 Т-2»)						ПУ-0,4кВ ТП-11 ООО «Мясной двор Стениха»; САСУ-И672; Кл. 2,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией об изменении	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО «РУСАЛ Братск»	14

1	35.	ВЛ-10 кВ ТП-15/96 Т-2	Опора №22 ВЛ-10 кВ на ТП-15/96 Т-6, отпайка от ВЛ-10 кВ ТП-15/96 Т-2	От опоры №22 ВЛ-10 кВ ТП-15/96 Т-6 на ТП-15/96 Т-6 ООО «Кратим»	Точка поставки №35 (контакты подключения отпайки от опоры №22 ВЛ-10 кВ на ТП-15/96 Т-6)				В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	14
36.		ВЛ-10 кВ ТП-15/96 Т-2 (отпайка ВЛ 10кВ на ТП 15/96 Т-6)	Опора №4 ВЛ-10 кВ на ТП-15/96 Т-6, отпайка от ВЛ-10 кВ ТП-15/96 Т-2	От опоры №4 ВЛ-10 кВ на ТП-15/96 Т-5 (2 трансформатора) ООО «Сибирская тайга»	Точка поставки №36 (контакты подключения проводов спуска к КТП ТП-15/96 Т-5 на опоре 4 отпайки от ВЛ-10 кВ 15/96 Т-2)				В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
37.		ЛЭП «АКС-1»	Контакты подключения кабеля ЛЭП «АКС-1» на опоре №9 ЛЭП «АКС-1»	ЛЭП «АКС-1» на ТП-216 Т-1 ООО «Гарант»	Точка поставки №37 (контакты подключения кабелей линии 10 кВ ТП-216 Т-1 к проводам ЛЭП 10 кВ «АКС-1» на опоре №9)				В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

38.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		ЛЭП «АКС-2»	Контакты подключения кабеля 10кВ на опоре №9 ЛЭП «АКС-2»	Кабель 10кВ от опоры №9 ЛЭП «АКС-2» на ТП-216 Т- 2 ООО «Гарант»	Точка поставки №38 (контакты подключения кабельных линий 10 кВ ТП-216 Т-2 к проводам ЛЭП 10 кВ «АКС-2» на опоре №9)				ТП-216 Т-2 РУ- 0,4кВ, ПСЧ-4А 05.2, Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с согласен нем об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
39.		ЛЭП АКС-1(ЛЭП-217-) 10кВ	Отайка от опоры №10 ЛЭП -217-1	Отайка на ТП-213 ООО «Фирма Актива»	Точка поставки №15 (контакты присоединения на опоре № 10 ЛЭП 213 отайки от ЛЭП 217-1)				РУ-0,4кВ ТП- 213;САЧУ- И672М; Кл. 2,0; Прием	В соответст вии с согласен нем об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
40.		ЛЭП АКС-1 10кВ, ТП-214	Выхода трансформатора 0,4кВ	Электроустановка 0,4кВ ООО «Лесоторговое предприятие»	Точка поставки №40 (выходы трансформатора 0,4 кВ ТП - 214)				РУ-0,4кВ ТП- 214;ПСЧ- 4А 05.2; Кл. 0,5; Прием	В соответст вии с согласен нем об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	41.		ПТ-44 10кВ ячейка №18	ПТ-44 10кВ ячейка №31	ПУ-0,4кВ ТП-297	От ПТ-44 10кВ ячейка №31 на предохранителей Р-1 Тр.-3, 1 секции ТП-297 ООО «Лесопромышленное предприятие Ангара»	Точка поставки №41 (контакты группы предохранителей Р-1 Тр.-3, 1 секции ТП-297)						9	10	11	12	13	14
		ПТ-297 от ЛЭП-44-2 10кВ											ТП-297 Р-1 Тр.-3; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
42.		ПТ-44 10кВ ячейка №31	ПТ-44 10кВ ячейка №31			От ПТ-44 10кВ ячейка №31 на предохранителей Р-1 Тр.-3, 1 секции ТП-44/3 Т-2) ООО «Лесопромышленное предприятие Ангара»	Точка поставки №42 (контакты подключения высоковольтных кабелей в ячейке №31 ПТ-44)						РП-44/3 ввод-2; БА 05 RL-Р1 В-4; Кл. 0,5; Прием	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
43.		ПТ-44 10кВ ячейка №18	ПТ-44 10кВ ячейка №18			От ПТ-44 10кВ ячейка №18 на предохранителей Р-1 Тр.-3, 1 секции ТП-44/3 Т-1) ООО «Лесопромышленное предприятие Ангара»	Точка поставки №43 (контакты подключения высоковольтных кабелей в ячейке №18 ПТ-44)						РП-44/3 ввод-1; БА 05 RL-Р1 В-4; Кл. 0,5; Прием	В соответствии с согласованной информацией	Равномерным графическим	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	44.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Отпайка от опоры №8 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-1	Отпайка на опоре №8 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-1	Отпайка от опоры №8 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-1 на ТП 21/100 Т-1 ЗАО «СИБ РМСУ»	Точка поставки №44 (контакты подключения отпайки на опоре №8 ВЛ- 10 кВ ТП-21/39, 53-1)				РУ-0,4кВ ТП- 21/100 Т-1; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
45.		Отпайка от опоры №14 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-2	Отпайка на опоре №14 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-2	Отпайка от опоры №14 ВЛ 10кВ ТП-21/39,53-2 на ТП 21/100 Т-2 ЗАО «СИБ РМСУ»	Точка поставки №45 (контакты подключения отпайки на опоре №14 ВЛ- 10 кВ ТП-21/39, 53-2)				РУ-0,4кВ ТП- 21/100 Т-2; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
46.		ТП-21/7 РУ 0,4кВ, 1Щ	Вводной автомат на 1Щ 2 секции РУ 0,4кВ; ТП 21/7	Контакты отходящего кабеля 0,4кВ от вводного автомата на 1Щ ООО «Паритет»	Точка поставки №46 (контакты подключения кабеля 0,4 кВ к автоматическому выключателю 1Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7				1Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответствии с согласен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
47.	ТП-21/7 РУ 0,4кВ 2Щ	Вводной автомат на 2Щ 2 секции РУ 0,4кВ; ТП 21/7	Контакты отходящего кабеля на 0,4кВ от вводного автомата на 2Щ 000 «Паритет»	Точка поставки №47 ((контакты подключения кабеля 0,4 кВ к автоматическому выключателю 2Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7))				2Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
48	ТП-21/7 РУ 0,4кВ 3Щ	Вводной автомат на 3Щ 1 секции РУ 0,4кВ; ТП 21/7	Контакты отходящего кабеля на 0,4кВ от вводного автомата на 3Щ 000 «Паритет»	Точка поставки №48 ((контакты подключения кабеля 0,4 кВ к автоматическому выключателю 3Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7))				3Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	
49.	ТП-21/7 РУ 0,4кВ 4Щ	Вводной автомат на 4Щ 1 секции РУ 0,4кВ; ТП 21/7	Контакты отходящего кабеля на 0,4кВ от вводного автомата на 4Щ 000 «Паритет»	Точка поставки №49 ((контакты подключения кабеля 0,4 кВ к автоматическому выключателю 4Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7))				4Щ РУ-0,4 кВ ТП-21/7; ЦЭ 6803 В; Кл. 1,0; Прием	В соответст вии с соглашен ием об информо бмене	Равн омер ным граф иком	Не корректируется	ОАО "РУСАЛ Братск"	

Потребление ОАО «РУСАЛ Братск» определяется суммированием электропотребления по точкам поставки 1-21 за вычетом 22-49.

ООО «Иркутская Электросетевая компания»:

Директор

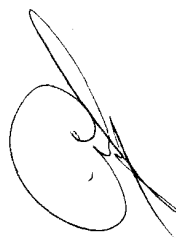

Б.Н. Каратаев

ООО «РУСАЛ Братск»
Управляющий директор


С.В. Филиппов

Перечень средств измерений для целей коммерческого учета по точкам поставки в сечении
«Иркутская Электросетевая организация» – ООО «РУСАЛ Братск» филиал в г. Тайшет.

№ пп	1	2	3	4	5	Точка приема-передачи электроэнергии и мощности ООО «РУСАЛ Братск»				Точка приема-передачи электроэнергии и мощности ООО «Иркутская Электросетевая организация»				12	13	4
		1.1	1.2	1.3	1.4	6	7	8	9	10	11	12	13			
1	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15
1	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	1.10	1.11	1.12	1.13	1.14	1.15
2	2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	2.10	2.11	2.12	2.13	2.14	2.15



Приложение № 5

к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

Акт (ФОРМА)

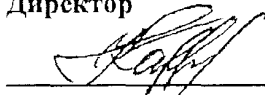
об оказании услуг по передаче электрической энергии и мощности
за _____ 2008 г.

Период (месяц)	Объем передачи: электрической энергии тыс. кВтч				Цена (тариф) коп/кВтч				Сумма	НДС	Сумма с НДС
	ВН	СН I	СН II	НН	ВН	СН I	СН II	НН			
									руб	руб	руб
Итого											
	Объем электрической мощности				Цена (тариф) коп/кВт						
Итого											
Всего											

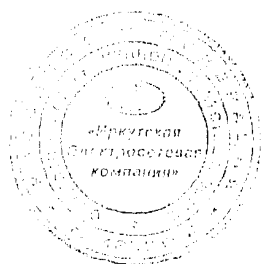
ПОДПИСИ СТОРОН

«Электросетевая организация»:

Директор

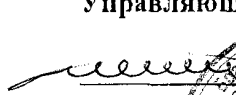


Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор



С.В. Филиппов



Приложение № 6

к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)

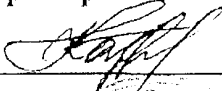
Показатели качества электроэнергии

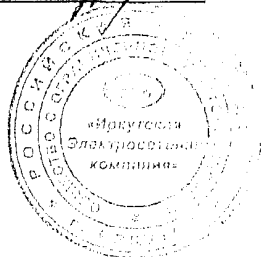
«Электросетевая организация» и «Абонент» устанавливают следующий перечень показателей качества электрической энергии:

№ п/п	Показатели качества электроэнергии	Нормы качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97	
		нормально допустимые	предельно допустимые
1	Установившееся отклонение напряжения, %	± 5	± 10
2	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, %	По таблице № 1 ГОСТ – 13109 - 97	По таблице № 1 ГОСТ – 13109 – 97
3	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	2	4
4	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	2	4
5	Коэффициент n – ой гармонической составляющей напряжения, %	По таблице № 2 ГОСТ – 13109 - 97	По таблице № 2 ГОСТ – 13109 – 97
6	Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

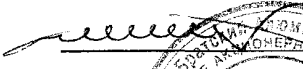
ПОДПИСИ СТОРОН

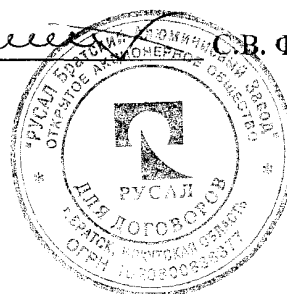
«Электросетевая организация»:
Директор

 Б.Н. Каратаев



«Абонент»:
Управляющий директор

 С.В. Филиппов



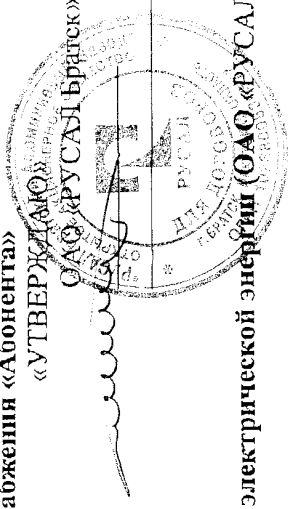


к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии (мощности)
Акт аварийной и технологической брони электроснабжения «Абонента»

«УТВЕРЖДАЮ»:

ООО «Иркутская Электросетевая компания»:

В.Н. Баранов



АКТ СОГЛАСОВАНИЯ

Аварийной и технологической брони электроснабжения потребителя электрической энергии (ОАО «РУСАЛ Братск»)

по ВЛ 220 кВ

Раздел 1. Общие сведения.

1. Наименование предприятия:
Открытое акционерное общество "РУСАЛ Братск"
2. Адрес: 665716, г. Братск-16, Иркутская обл.
3. Номер абонента: договор
4. Форма собственности: частная
5. Отрасль: цветная металлургия
6. Наименование организации, от которой осуществляется электроснабжение:
ООО «Иркутская Электросетевая компания»
7. Телефоны:
7.1. Руководитель: управляющий директор - Филиппов Сергей Викторович 44-89-27.
7.2. Технического руководителя: главный энергетик, ответственный за электрохозяйство
Спирицеев Сергей Владимирович, 49-26-17
7.3. Зам. ответственного за электрохозяйство: менеджер СГЭ
Киреев Юрий Анатольевич, 49-26-20
7.4. Диспетчер предприятия: 49-26-80
7.5. Дежурный по подстанции: мастер смены КПП, 49-27-57
8. Сменность предприятия: Фактическая: непрерывная круглосуточная работа

9. Нагрузка (тыс. кВт):
9.1. Зимний период - 1 990,0
9.2. Летний период - 1 962,0
10. Суточное электропотребление (тыс. кВтч):
10.1. Зимний период - 46 400,0
10.2. Летний период - 45 600,0
11. Электропотребление нерабочего (праздничного) дня (тыс. кВтч):
11.1. Зимний период - 46 375,0
11.2. Летний период - 45 575,0
12. Нагрузка аварийной брони электроснабжения (тыс.кВт):
- Зимний период - 85,2
- Летний период - 44,6
12.1. Нагрузка электроприемников аварийной брони электроснабжения, не участвующая в работе потребителя в нормальном режиме (тыс. кВт): 0,2
13. Нагрузка технологической брони электроснабжения (тыс кВт):
13.1. Зимний период - 1 901,8
13.2. Летний период - 1 892,4

Раздел II: Технические характеристики электроснабжения предприятия

1. Таблица №1

№ п/п	Наимен-е (№) питающего центра энерго-снабжения и организации и других источ. электроснабж.	Наимен-е (№) питающей линии энерго-снабжения, организации и других источ. электроснабж.	Нагрузка линии при нормальном режиме работы МВт зимний/летний период	АВАРИЙНАЯ БРОНЯ		ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ БРОНЯ				
				Перечень электроприем-ов, отклю-чение которых может привести к опасности для жизни людей и тяжелым экологическим последствиям	Нагрузка МВт зимний/летний период	На линии быть переключена и нагрузка какими-ми средствами (АВР или ручную)	Переч. эл.-приемников, обесп-щих потребителю завершение технологического процесса	Нагруз-ка МВт зимний/летний период	Время завершения технологического процесса час.	Допуст. время перерыва электро-снабжения электро-уст-ки, час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 1 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-1	149,1/148,4	Газоочистка, Ав. освещение корпусов №1, №2, Отопл. ЗУ-2	0,84/0,84 0,14/0,14 0,25/0	Браз-2 вручную	Электролизеры корпусов №1, №2	147,9/147,4	Нерывное по одной линии	1
2	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 1 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-2	151,3/150,7	Газоочистка, ОПС Ав. освещение корпусов №3, №4	0,84/0,84 0,14/0,14	Браз-1 вручную	Электролизеры корпусов №3, №4 Лит-е отд-е №1	148,9/148,2 1,5/1,5		1
3	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 1 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-3	151,4/150,7	Газоочистка Ав. освещение корпусов №5, №6	0,84/0,84 0,14/0,14	Браз-4 вручную	Электролизеры корпусов №5, №6 Лит-е отд-е №1	148,9/148,2 1,5/1,5	Нерывное по одной линии	1
4	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 1 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-4	151,3/150,8	Газоочистка Ав. освещение корпусов №7, №8	0,84/0,84 0,14/0,14	Браз-3 вручную	Электролизеры корпусов №7, №8	150,3/149,8		1
5	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 1 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-5	149,2/148,7	Газоочистка, ОПС Ав. освещение корпусов №9, №10 ИТМ	0,84/0,84 0,14/0,14 0,05/0,03	Браз-6 вручную	Электролизеры корпусов №9, №10	148,2/147,7	Нерывное по одной линии	1

6	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-6	153,2/ /152,2	<u>Газоочистка, ОПС</u> <u>Ав. освещение</u> <u>корпусов №11, №12,</u> <u>Отопл. ЗУ-1, связь</u>	<u>0,84/0,84</u> <u>0,14/0,14</u> <u>0,31/0,01</u>	Браз-5 вручную	Электролизеры корпусов №11, №12 Лит-е отд-е №2	150,4/ /149,8 1,5/1,5	1
7	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-7	155,9/ /154,9	<u>Газоочистка, ОПС</u> <u>Ав. освещение</u> <u>корпусов 13, №14,</u> <u>Утил. Котельная</u>	<u>0,84/0,84</u> <u>0,14/0,14</u> <u>1,1/1,1</u>	Браз-6 вручную	Электролизеры корпусов №13, №14 Лит-е отд-е №2 Цех анодн. массы	149,8/ /148,8 1,5/1,5 2,5/2,5	1 Нерывное по одной линии
8	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-8	167,0/ /166,1	<u>Газоочистка, ОПС</u> <u>Ав. освещение</u> <u>корпусов №15, №16,</u> <u>Компрессорная</u> <u>Оборот. водоснаб.</u>	<u>0,84/0,84</u> <u>0,14/0,14</u> <u>0,26/0,26</u> <u>0,28/0,28</u>	Браз-7 вручную	Электролизеры корпусов №15, №16 Лит-е отд-е №2 Цех анодн. массы	149,1/ /148,2 1,5/1,5 2,5/2,5	1
9	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-9	161,0/ /160,6	<u>Газоочистка, ОПС</u> <u>Ав. освещение</u> <u>корпусов 17, №18</u> <u>ИТМ</u> <u>Утил. Котельная</u>	<u>0,84/0,84</u> <u>0,14/0,14</u> <u>0,05/0,03</u> <u>1,1/1,1</u>	Браз-10 вручную	Электролизеры корпусов №17, №18 Лит-е отд-е №3 Цех анодн. массы	154,9/ /154,5 1,5/1,5 2,5/2,5	1
10	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрА3-10	235,0/ /233,0	<u>Газоочистка, ОПС</u> <u>Ав. освещение</u> <u>корп. №19, 20, 25</u> <u>Компрессорная</u> <u>Оборот. Водоснаб.</u>	<u>1,26/1,26</u> <u>0,21/0,21</u> <u>9,0/9,0</u> <u>0,28/0,28</u>	Браз-9 вручную Браз-8, вручн. Браз-9, вручн.	Электролизеры корпусов №19, №20 Лит-е отд-е №3 Электролизеры корп. №25	143,8/ /141,8 1,5/1,5 79/79	1

11	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрАЗ-11	203,6/ /162,6	Газоочистка, ОПС Ав. освещение корпусов №21, №22 ИТМ, связь Эл. котельная Компрессорная	0,84/0,84 0,14/0,14 0,1/0,08 40/0 3,9/3,9	Браз-12 вручную	Электролизеры корпусов №21, №22	158,6/ /157,6	Нереп- рывное по одной линии	1
12	Братская ГЭС ОРУ-220 кВ 2 секция	ВЛ-220 кВ БрАЗ-12	159,0/ /158,3	Газоочистка, ОПС Ав. освещение корпусов №23, №24 Компрессорная	0,84/0,84 0,14/0,14 3,9/3,9	Браз-11 вручную	Электролизеры корпусов №23, №24	154,1/ /153,4		1

2. При возникновении или угрозе возникновения аварии в системе электроснабжения могут быть отключены немедленно с питающих центров:

2.1. Линии на время не более 1 часа : №№ ВЛ-220кВ: БрАЗ-1, БрАЗ-4, БрАЗ-12(только летом).

2.2. Могут быть отключены на время, указанное в колонке 11 соответствующих линий №№ ВЛ-220кВ: БрАЗ-1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9,10, 11, 12 поочередно.

2.3. При отключении линии из-за аварии в энергоснабжающей организации переключение отключенной нагрузки на оставшиеся в работе линии производится потребителем с разрешения энергоснабжающей организации.

2.4. Использование имеющихся устройств АВР по вводам 10кВ кремниевно-преобразовательных подстанций запрещено, устройства АВР ВРУ и РП должны быть введены постоянно.

3. Серия электролиза допускают снижение нагрузки на 30 МВт. Длительностью не более 30 мин. поочередно

4. Энергоснабжение осуществляется по первой категории надежности;

5. Необходимо обратить внимание на:

5.1.К линии БрАЗ-5 подключена ГПП хлорного завода ОАО «Братсккомплексхолдинг» через ПС БЛПК-220\110кВ.

5.2.К линиям БрАЗ-9, 12 подключена электрокотельная «Пурсей» филиала Братские тепловые сети ООО «Иркутская Электросетевая компания».

5.3.К линии БрАЗ-11 подключена электрокотельная ОАО «РУСАЛ Братск».

5.4.Автоматическое или ручное полное обесточивание предприятия не допускается ввиду возникновения аварий на литейных машинах, прокатных станах, котлах котельной, компрессорной.

Технический директор ООО «ИЭСК»

А.Н. Мартынов

Ответственный за электрохозяйство предприятия ОАО «РУСАЛ Братск»

С.В. Спирицев

Аварийной и технологической брони электроснабжения потребителя электрической энергии (филиала ОАО «РУСАЛ Братск» в г.Тайшет)

Раздел I: Общие сведения.

1. Наименование предприятия:
Открытое акционерное общество "РУСАЛ Братск" (филиал в г.Тайшет)
2. Адрес: 665003, г. Тайшет, Иркутская обл., ул Индустриальная 1-8Н
3. Номер абонента: договор №КТ-10 от 05.04.2004г
4. Форма собственности: частная
5. Отрасль: цветная металлургия
6. Наименование организации, от которой осуществляется электроснабжение:
ОАО «Иркутская Электросетевая компания»
7. Телефоны:
 - 7.1. Руководитель: директор филиала - Попов Алексей Юрьевич (39563) 65-107.
 - 7.2. Технического руководителя: ответственный за электрохозяйство
Начальник службы эксплуатации Ким Леонид Енбаевич тел. (39563) 65-109
- 7.4. Диспетчер предприятия: (39563) 65-110
- 7.5. Дежурный по подстанции: мастер смены КТП, (39563) 65-110
8. Сменность предприятия: Фактическая: непрерывная круглосуточная работа

9. Нагрузка (тыс. кВт):
9.1. Зимний период - 24,5
9.2. Летний период - 24,0
10. Суточное электропотребление (тыс. кВтч):
10.1. Зимний период - 580,0
10.2. Летний период - 570,0
11. Электропотребление нерабочего (праздничного) дня (тыс. кВтч):
11.1. Зимний период - 580,0
11.2. Летний период - 570,0
12. Нагрузка аварийной брони электроснабжения (тыс.кВт):
- Зимний период - 1,2
- Летний период - 0,9
12.1. Нагрузка электроприемников аварийной брони электроснабжения, не участвующая в работе потребителя в нормальном режиме (тыс. кВт): 0,1
13. Нагрузка технологической брони электроснабжения (тыс. кВт):
13.1. Зимний период - 21,5
13.2. Летний период - 21,5

Раздел II: Технические характеристики электрооборудования предприятия

2. Таблица №1

№ п/п	Наимен-е (№) питающего центра энерго-снабжения и организации и других источ. электроснабж.	Наимен-е (№) питающей линии энерго-снаб. орга-низации и других источн.к. электроснаб-жения	Нагрузка линии при нормаль-ном режи-ме работы МВт зимний/ летний период	АВАРИЙНАЯ БРОНЯ			ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ БРОНЯ				
				Перечень электро-прием-ов, отключе-ние которых может привести к опас-ности для жизни людей и тяжелым экологическим последствиям	Нагрузка МВт зимний/ летний период	На какие линии может быть переключена нагрузка какими-ми средствами (АВР или вруч-ную)	Переч. эл.-приемников, обесп-щих потребление электроэнергии технологического процесса	Нагруз-ка МВт зимний/ летний период	Время завер-шения техноло-гического процесса час.	Допуст. время перерыв а электро-снабжения электро-уст-ки, час.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	ОРУ 110кВ ПС 3СМ г.Тайшет	ВЛ-110кВ, трансформа тор 1Т	12,5/12,5	Газоочистка, освещение корпуса	0,8/0,5	ВЛ-110кВ трансформат ор 2Т вручную	Электродвигатели корпуса электролиза	10,8/10, 8	Непре- рывное по одной линии	1	
2	ОРУ 110кВ ПС 3СМ г.Тайшет	ВЛ-110кВ, трансформа тор 2Т	12,5/12,5	Газоочистка, освещение корпуса	0,8/0,5	ВЛ-110кВ трансформат ор 1Т вручную	Электродвигатели корпуса электролиза	10,8/10, 8	1		

2. При возникновении или угрозе возникновения аварии в системе электрооборудования могут быть отключены немедленно с питающих центров:

2.1. Линии на время не более 1 часа : одна из ВЛ-110кВ

2.2. По требованию энергообеспечивающей организации потребитель немедленно обязан отключить 3 тыс. кВт, с ЦПП КПП.

2.3. При отключении линии из-за аварии в энергообеспечивающей организации переключение отключенной нагрузки на оставшиеся в работе линии производится потребителем с разрешения энергообеспечивающей организации.

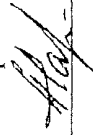
2.4. Использование имеющихся устройств АВР по вводам 10кВ запрещено.

3. Предельно допустимая нагрузка для каждой линии: зимний период – 21 МВт; летний период – 21 МВт.

4. Фактическая схема электрооборудования соответствует требованиям, предъявляемым к потребителям второй категории;

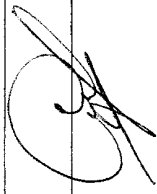
Настоящий акт является неотъемлемой частью договора на передачу электроэнергии и мощности.

Технический директор ООО «ИЭСК»



А.Н. Мартынов

Ответственный за электрохозяйство предприятия ОАО «РУСАЛ Братск»



С.В. Спиранцев

Приложение № 8

к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии и мощности

Список ответственных лиц, имеющих право отправления и получения уведомлений по настоящему Договору.

1. ООО «Иркутская Электросетевая компания».

№ пп	ФИО	Должность	Телефон	Электронная почта	Образец подписи
1.	Каратаев Борис Николаевич	Директор	792-450	Karataev_BN@irkutskenergo.ru	
2.	Мартынов Александр Николаевич	Технический директор	792-451	martynov@irkutskenergo.ru	
3.	Хвостов Алексей Юрьевич	Заместитель директора по экономике и финансам	792-453	Hvostov_AY@irkutskenergo.ru	

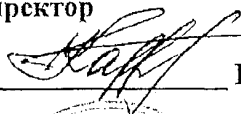
2. ОАО «РУСАЛ Братск»

№ пп	ФИО	Должность	Телефон	Электронная почта	Образец подписи
1.	Филиппов Сергей Викторович	Управляющий директор	49-26-56 49-26-50	Olga.Malysheva2@rusal.com	
2.	Золотухина Лариса Михайловна	Финансовый директор	44-89-35	Larisa.Zolotukhina@rusal.com	
3.	Спиранцев Сергей Владимирович	Главный энергетик	49-26-17	Sergey.Spirantsev@rusal.com	

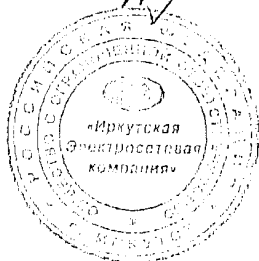
ПОДПИСИ СТОРОН

«Электросетевая организация»:

Директор



Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор



С.В. Филиппов



Приложение № 9

к Договору № 189 от 14.10.08 на оказание услуг по передаче электрической энергии и мощности

Список ответственных и должностных лиц, имеющих право подписывать акты первичного учета переданной электроэнергии и мощности, акты приема-передачи.

1. ОАО «Иркутская Электросетевая компания».

№ пп	ФИО	Должность	Телефон	Электронная почта	Образец подписи
1.	Лапшаков Виктор Алексеевич	Директор	8-3953-324-350	lapshakovva@ses.irkutskenergo.ru	
2.	Ковалев Петр Валентинович	Главный инженер СЭС	8-3953-324-351	KovalevPV@ses.irkutskenergo.ru	
3.	Вагин Валерий Альбертович	Заместитель главного инженера СЭС	8-3953-324-361	VaginVA@ses.irkutskenergo.ru	
4.	Белоусов Михаил Александрович	Директор	8-39530-27-350	belousov@zes.irkutskenergo.ru	
5.	Садохин Алексей Иванович	Главный инженер ЗЭС	8-39530-27-351	sadohin@zes.irkutskenergo.ru	
6.	Терских Юрий Николаевич	Заместитель главного инженера "ЭС	8-39530-27-361	terskih@zes.irkutskenergo.ru	

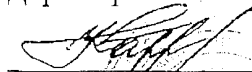
2. ОАО «РУСАЛ Братск»

№ пп	ФИО	Должность	Телефон	Электронная почта	Образец подписи
1.	Спиранцев Сергей Владимирович	Главный энергетик	49-26-17	Sergey.Spirantsev@rusal.com	
2.	Киреев Юрий Анатольевич	Менеджер СГЭ	49-26-20	Yuriy.Kireev@rusal.com	
3.	Калужских Владимир Викторович	Специалист по учету э/э	49-28-58	Vladimir.Kaluzhskikh@rusal.com	
4.	Беседин Денис Владимирович	Специалист ОРЭ	49-28-58	Denis.Besedin@rusal.com	

ПОДПИСИ СТОРОН

«Электросетевая организация»:

Директор

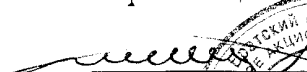


Б.Н. Каратаев



«Абонент»:

Управляющий директор



С.В. Филиппов



МЕТОДИКА

расчета технологического расхода электроэнергии на транспорт в сети от границы балансовой принадлежности ОАО «РУСАЛ Братск» до точек учета

1. Технологический расход электроэнергии на транспорт в ВЛ-220 кВ, трансформаторах, токопроводах и коммутационной аппаратуре от границы балансовой принадлежности между «Электросетевой организацией» и «Абонентом» до точек учета у «Абонента» рассчитывается ежесуточно согласно «Инструкции по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений» И 34-70-030-87, РД 34.09.253

Суммарная величина технологического расхода электроэнергии на транспорт от границы балансовой принадлежности между «Электросетевой организацией» и «Абонентом» до точек учета «Абонента» состоит из следующих составляющих:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{вл}} + \Delta W_{\text{тр-ра}} + \Delta W_{\text{токопр.}} + \Delta W_{\text{лр вл}} + \Delta W_{\text{од вл}} + \Delta W_{\text{лр вв}} + \Delta W_{\text{из}}$$

где: $\Delta W_{\text{вл}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{тр-ра}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в Т1÷13 1Р÷3Р Г.С БРАЗ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{токопр.}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в токопроводах 10 кВ Т1÷13 до ЛР вв, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{лр вл}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в ЛР ВЛ 220 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{од вл}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в ОД (РТ) ВЛ 220 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{лр вв}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в ЛР вв 10 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{из}}$ – технологический расход электроэнергии до токов утечки по изоляторам ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13, кВт·ч.

1.1. *Технологический расход электроэнергии на транспорт в ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13*

$$\Delta W_{\text{вл}} = \Delta W_{\text{к}} + \Delta W_{\text{п}}$$

1.1.1. Потери электроэнергии на корону

$$\Delta W_{\text{к}} = N_{\text{кор}} * L * T$$

где: $\Delta W_{\text{к}}$ – потери электроэнергии на корону в ВЛ-220 кВ БРАЗ 1÷13 за время Т, кВт·ч;

$N_{кор}$ – нормированные расчетные потери на корону в ВЛ-220 кВ [Л.2.] (см. Приложение 1);
 L – длина провода ВЛ-220 кВ БРАЗ 1÷13 (см. Приложение 1), км;
 T – время работы соответствующей ВЛ, ч.

1.1.2. Нагрузочные потери электроэнергии

$$\Delta W_H = \frac{P_{CP}^2 + Q_{CP}^2}{U_{сети}^2} * r_{ВЛ} * T \quad (1)$$

где: ΔW_H – потери электроэнергии в ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13 от ПС БРАЗ до границы балансовой принадлежности, тыс. кВт·ч;

$P_{CP} = (W_{Рвв1} + W_{Рвв2} + \Delta W_{Ртр-ра})/T$, $Q_{CP} = (W_{Qвв1} + W_{Qвв2} + \Delta W_{Qтр-ра})/T$ – соответственно средние активная и реактивная мощность, определяемая по счётчикам активной и реактивной электроэнергии 1Т÷13Т ПС БРАЗ на стороне низкого напряжения с учетом потерь электроэнергии в 1Т÷13Т, МВт и Мвар

где: $W_{Рвв1}$ и $W_{Qвв1}$ – активная и реактивная электроэнергия, определяемая по счётчикам активной и реактивной электроэнергии на 1 вводе трансформатора, тыс. кВт·ч;

$W_{Рвв2}$ и $W_{Qвв2}$ – активная и реактивная электроэнергия, определяемая по счётчикам активной и реактивной электроэнергии на 2 вводе трансформатора, тыс. кВт·ч;

$\Delta W_{Ртр-ра}$ и $\Delta W_{Qтр-ра}$ – потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторах, тыс. кВт·ч.

$U_{сети} = 230$ кВ

$r_{ВЛ}$ – активное сопротивление ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13 (см. Приложение 1), Ом;

T – время работы соответствующей ВЛ, ч.

Примечание:

1. При работе ВЛ с двумя трансформаторами следует учитывать расход электроэнергии по этим двум трансформаторам, т.е.

$$P_{CP} = (W_{Рвв1 \text{ тр-ра } 1} + W_{Рвв2 \text{ тр-ра } 1} + \Delta W_{Ртр-ра 1} + W_{Рвв1 \text{ тр-ра } 2} + W_{Рвв2 \text{ тр-ра } 2} + \Delta W_{Ртр-ра 2})/T,$$

$$Q_{CP} = (W_{Qвв1 \text{ тр-ра } 1} + W_{Qвв2 \text{ тр-ра } 1} + \Delta W_{Qтр-ра 1} + W_{Qвв1 \text{ тр-ра } 2} + W_{Qвв2 \text{ тр-ра } 2} + \Delta W_{Qтр-ра 2})/T$$

2. Расчет потерь активной электроэнергии в трансформаторах ($\Delta W_{Ртр-ра}$) смотри в п.1.2.

3. Расчет потерь реактивной электроэнергии в трансформаторах ($\Delta W_{Qтр-ра}$)

$$\Delta W_{Q \text{ тр-ра}} = \Delta W_{Q \text{ хх}} + \Delta W_{Q \text{ н}}$$

а). Потери реактивной электроэнергии холостого хода

$$\Delta W_{Q \text{ хх}} = I_{хх} * S_{ном} * T * 10^{-2}$$

где: $I_{хх}$ – ток холостого хода (паспортные данные), %;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора трех фаз, МВа;

T – время работы соответствующего трансформатора, ч.

В паспортных данных трансформатора указан ток холостого хода на фазу. Необходимо определить потери холостого хода группы однофазных трансформаторов и привести к $S_{ном}$ трём фаз.

$$I_{xx} = \left(\frac{S_{трехф}}{S_{одиф}} \right) = 3 * \frac{I_{xx.A} * I_{xx.B} * I_{xx.C}}{I_{xx.A} * I_{xx.B} + I_{xx.A} * I_{xx.C} + I_{xx.B} * I_{xx.C}}$$

где: I_{xxA} , I_{xxB} , I_{xxC} , – ток холостого хода соответственно фаз А, В, С, на основании паспортных данных трансформаторов, %.

б). Нагрузочные потери реактивной электроэнергии

$$\Delta W_{QH} = 3 * (I_{вв1} + I_{вв2})^2 * x_{B-H} * T,$$

где: $I_{вв1} = \frac{\sqrt{W_{P1}^2 + W_{Q1}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном} * T_H}$ и $I_{вв2} = \frac{\sqrt{W_{P2}^2 + W_{Q2}^2}}{\sqrt{3} * U_{ном} * T_H}$ – среднее значение тока

соответственно по 1 и 2 вводу трансформатора, определяемое по счётчикам активной и реактивной электроэнергии 1Т÷13Т, 1Р÷3Р ПС БРАЗ на стороне низкого напряжения;

x_{B-H} – реактивное сопротивление между ВН и НН, приведенное к $U_{номНН}=11$ кВ, определяемое по формуле:

$$x_{B-H} = \frac{U_{KB-H} * U_{номНН}^2}{S_{ном}} * 10^{-2}, \text{ Ом}$$

где: U_{KB-H} – напряжение короткого замыкания между ВН и НН, приведенное к $S_{ном}$ трёх фаз (паспортные данные), %;

$U_{номНН}$ – номинальное напряжение трансформатора на шинах низкого напряжения (паспортные данные), кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора трех фаз, МВа;

T_H – время работы соответствующего трансформатора, ч.

В паспортных данных трансформатора указаны напряжения короткого замыкания между ВН и НН на фазу. Необходимо определить напряжение короткого замыкания группы однофазных трансформаторов и привести их к $S_{ном}$ трёх фаз.

$$U_{KB-H} = \left(\frac{S_{трехф}}{S_{одиф}} \right)^2 = 3 * \frac{U_{KB-H.A} * U_{KB-H.B} * U_{KB-H.C}}{U_{KB-H.A} * U_{KB-H.B} + U_{KB-H.A} * U_{KB-H.C} + U_{KB-H.B} * U_{KB-H.C}}$$

где: $U_{KB-H.A}$, $U_{KB-H.B}$, $U_{KB-H.C}$, – напряжения короткого замыкания между ВН и НН соответственно фаз А, В, С, на основании паспортных данных трансформаторов, %.

1.2. Технологический расход электроэнергии на транспорт в Т1÷Т13, 1Р÷3Р ПС БРАЗ

$$\Delta W_{\text{тр-ра}} = \Delta W_{\text{рхх}} + \Delta W_{\text{рн}}$$

1.2.1. Потери активной электроэнергии холостого хода

$$\Delta W_{\text{рхх}} = \Delta P_{\text{рхх}} * T$$

где: $\Delta P_{\text{рхх}}$ – потери холостого хода (паспортные данные), кВт;
 T – время работы соответствующего трансформатора, час.

В паспортных данных трансформатора указаны потери холостого хода на фазу. Необходимо определить потери холостого хода группы однофазных трансформаторов и привести их к $S_{\text{ном}}$ трёх фаз (см. Приложение 2).

$$P_{\text{рхх}} = \left(\frac{S_{\text{трехф}}}{S_{\text{одиф}}} \right)^2 * \frac{P_{\text{рхх.А}} * P_{\text{рхх.В}} * P_{\text{рхх.С}}}{P_{\text{рхх.А}} * P_{\text{рхх.В}} + P_{\text{рхх.А}} * P_{\text{рхх.С}} + P_{\text{рхх.В}} * P_{\text{рхх.С}}}$$

где: $\Delta P_{\text{рхх.А}}$, $\Delta P_{\text{рхх.В}}$, $\Delta P_{\text{рхх.С}}$ – потери холостого хода соответственно фаз А, В, С, на основании паспортных данных трансформаторов, кВт.

1.2.2. Нагрузочные потери активной электроэнергии

$$\Delta W_{\text{Н}} = 3 * \left[(I_{\text{вв1}} + I_{\text{вв2}})^2 * r_{\text{ввН}} + I_{\text{вв1}}^2 * r_{\text{НН1}} + I_{\text{вв2}}^2 * r_{\text{НН2}} \right] * T_{\text{Н}}$$

где: $I_{\text{вв1}} = \frac{\sqrt{W_{\text{р1}}^2 + W_{\text{Q1}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * T_{\text{н}}}$ и $I_{\text{вв2}} = \frac{\sqrt{W_{\text{р2}}^2 + W_{\text{Q2}}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}} * T_{\text{н}}}$ – среднее значение тока

соответственно по 1 и 2 вводу трансформатора, определяемое по счётчикам активной и реактивной электроэнергии ТТ÷ТТ3, 1Р÷3Р ПС БРАЗ на стороне низкого напряжения;

$r_{\text{ввН}}$ – активное сопротивление обмотки высокого напряжения, приведенное к $U_{\text{номНН}} = 11 \text{ кВ}$, определяемое по формуле:

$$r_{\text{ввН}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} * U_{\text{номНН}}^2}{2 * S_{\text{НОМ}}^2}, \text{ Ом};$$

$r_{\text{НН1}}$ и $r_{\text{НН2}}$ – активное сопротивление обмоток низкого напряжения, приведенное к $U_{\text{номНН}} = 11 \text{ кВ}$, определяемое по формуле:

$$r_{\text{НН1}} = r_{\text{НН2}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} * U_{\text{номНН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \text{ Ом};$$

где: $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери мощности короткого замыкания, приведенные к $S_{\text{ном}}$ трех фаз (паспортные данные), кВт;
 $U_{\text{номНН}}$ – номинальное напряжение трансформатора на шинах низкого напряжения (паспортные данные), кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора трех фаз, МВа.

T_n – время работы соответствующего трансформатора под нагрузкой, ч

В паспортных данных трансформатора указаны потери короткого замыкания на фазу. Необходимо определить потери короткого замыкания группы однофазных трансформаторов и привести их к $S_{ном}$ трёх фаз.

$$P_{к.з.} = \left(\frac{S_{трехф. ном}}{S_{однф. ном}} \right)^2 * \frac{P_{к.з.А} * P_{к.з.В} * P_{к.з.С}}{P_{к.з.А} * P_{к.з.В} + P_{к.з.А} * P_{к.з.С} + P_{к.з.В} * P_{к.з.С}}$$

где: $\Delta P_{к.з.А}$, $\Delta P_{к.з.В}$, $\Delta P_{к.з.С}$, – потери короткого замыкания соответственно фаз А, В, С, на основании паспортных данных трансформаторов, кВт.

1.3. Технологический расход электроэнергии на транспорт в токопроводах 10 кВ от 1Т÷13Т до ЛР вв

$$\Delta W_{токопр.} = \frac{P_{ср.}^2 + Q_{ср.}^2}{U_{сстп}^2} * r_{токопр.} * T \quad (2)$$

где: $P_{ср.} = W_{рвв}/T$, $Q_{ср.} = W_{Qвв}/T$ – соответственно средние активная и реактивная мощность, определяемая по счётчикам активной и реактивной электроэнергии 1Т÷13Т ПС БРАЗ на стороне низкого напряжения, МВт и Мвар

где: $W_{рвв}$ и $W_{Qвв}$ – активная и реактивная электроэнергия, определяемая по счётчикам активной и реактивной электроэнергии на вводе трансформатора, тыс. кВт·ч;

$U_{сстп} = 10,5$ кВ

$r_{токопр.}$ – активное сопротивление токопровода от 1Т÷13Т до ЛР вв (см. Приложение 1), Ом;

T – время работы соответствующего токопровода, ч.

1.4. Технологический расход электроэнергии на транспорт в коммутационной аппаратуре: ЛР ВЛ 220 кВ, ОД (РТ) ВЛ 220 кВ, ЛР вв 10 кВ.

а). Расчет потерь электроэнергии в ЛР ВЛ 220 кВ и ОД ВЛ 220 кВ определяются по формуле (1) в п.1.1.2, где $r_{ВЛ}$ заменяется на:

$r_{ЛР ВЛ}$ – активное сопротивление ЛР ВЛ 220 кВ (см. Приложение 1), Ом;

$r_{ОД ВЛ}$ – активное сопротивление ОД ВЛ 220 кВ (см. Приложение 1), Ом;

б). Расчет потерь электроэнергии в ЛР вв 10 кВ определяются по формуле (2) в п.1.3., где $r_{токопр.}$ заменяется на:

$r_{ЛР вв}$ – активное сопротивление ЛР вв 10 кВ (см. Приложение 1), Ом;

T – время работы соответствующего ЛР ВЛ 220 кВ, ОД ВЛ 220 кВ или ЛР вв 10 кВ, ч.

1.5. Технологический расход электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ 220 кВ БРАЗ 1÷13.

$$\Delta W_{из} = \frac{U_{сети}^2}{3 * R_{из} * N_{из} * 8760} * T_{вл} * N_{гир} * T * 10^{-3}$$

где: $U_{сети}$ — напряжение сети 220 кВ, кВ; ; $U_{сети} = 230$ кВ

$T_{вл}$ — продолжительность влажной погоды (туман, роса, морозящие дожди), ч;

$N_{гир}$ — число гирлянд изоляторов, шт.;

$N_{из}$ — число изоляторов в фазе (в гирлянде), шт.;

$R_{из}$ — сопротивление изолятора, кОм;

T — время работы соответствующей ВЛ, ч.

Согласно [Л.3.] для региона с третьим уровнем степени загрязнения атмосферы (СЗА): $R_{из} = 915$ кОм;

$N_{из} = 16$ шт.;

$N_{гир} = N_{уд} * L$

где: $N_{уд} = 9,8$ шт./км — удельное число гирлянд изоляторов для ВЛ-220кВ;

L — длина провода ВЛ-220 кВ БРАЗ 1÷13 (см. Приложение 1), км;

$T_{вл} = 350$ часов в год для Сибири

2. Ежедневно расчетная группа КПП «Абонента» фиксирует количество часов работы каждой ВЛ-220 кВ и каждого головного трансформатора по данным оперативной службы «Абонента» за предыдущие сутки.

3. Расчёт технологического расхода электроэнергии на транспорт в сети от границы балансовой принадлежности между «Электросетевой организацией» и «Абонентом» до точек учета у «Абонента» проводится ежедневно по вышеприведённым формулам и данным Приложения 1 к Приложению № 10 настоящего Договора для электрооборудования ОАО «РУСАЛ Братск» с помощью электронных таблиц в формате «Excel» (Приложение 2 к Приложению № 9 настоящего Договора).

По истечении расчётного периода - месяца подсчитывается суммарная величина технологического расхода электроэнергии и оформляется двухсторонний акт, который подписывает ответственный за электрохозяйство «Абонента» и «Электросетевой организации».

4. Технологический расход электроэнергии на транспорт в ВЛ-220 кВ, трансформаторах, токопроводах и коммутационной аппаратуре от границы балансовой принадлежности между «Электросетевой организацией» и «Абонентом» до точек учета «Абонента», рассчитанной по настоящему Приложению № 10, относится на счет ОАО «РУСАЛ Братск».

В случае передачи в аренду «Электросетевой организацией» или иной сетевой организации, осуществляющей деятельность по передаче электрической энергии (мощность), ВЛ-220 кВ БРАЗ 1÷13 на участке ОРУ Братской ГЭС до ОАО «РУСАЛ Братск» технологический расход электроэнергии на транспорт в ВЛ-220 кВ БРАЗ 1÷13 и от токов утечки по изоляторам данных ВЛ относится на счет «Электросетевой организации» или иной сетевой организации, осуществляющей деятельность по передаче электрической энергии (мощность) соответственно и при определении фактического количества электрической энергии (мощности) подаваемой «Абоненту» не учитывается. В данном случае на счет «Абонента» относится суммарная величина технологического расхода электроэнергии на транспорт, рассчитанная по формуле:

где,
$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{тр-ра}} + \Delta W_{\text{токопр.}} + \Delta W_{\text{лр вл}} + \Delta W_{\text{од вл}} + \Delta W_{\text{лр вв}}$$

$\Delta W_{\text{тр-ра}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в Т1÷13, 1Р÷3Р
ПС БрАЗ, кВт·ч;

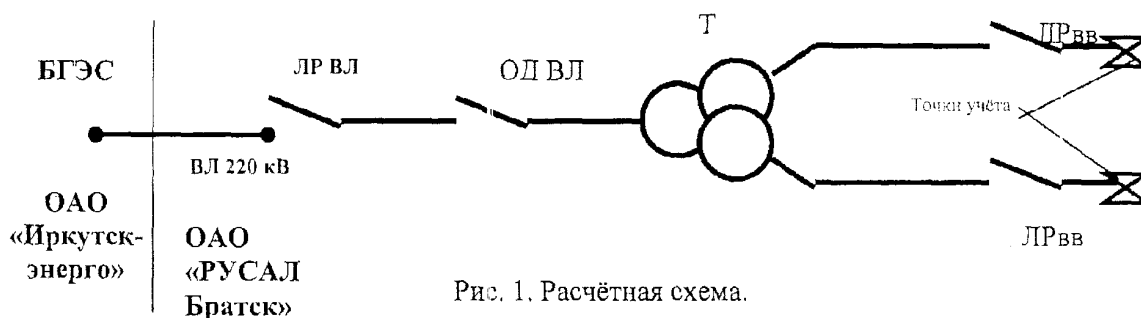
$\Delta W_{\text{токопр.}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в
токопроводах 10 кВ Т1÷13 до ЛР вв, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{лр вл}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в
в ЛР ВЛ 220 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{од вл}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в
в ОД ВЛ 220 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{лр вв}}$ – технологический расход электроэнергии на транспорт в
в ЛР вв 10 кВ, кВт·ч;

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.



1. Данные и потери на корону, утечки в изоляторах ВЛ-220 кВ:

ВЛ	Пров од	I/L	$r_{ВЛ}$	$N_{кор}$ для ОЭС Сибири	$\Delta W_{кор}$	$N_{гир}$ для Сибири	$\Delta W_{из}$
		1 км					
БРАЗ-1	АС-500	38,78	2,52	0,71	661	380	379
БРАЗ-2	АС-500	38,78	2,52	0,71	661	380	379
БРАЗ-3	АС-500	38,9	2,53	0,71	663	381	380
БРАЗ-4	АС-500	38,9	2,53	0,71	663	381	380
БРАЗ-5	АС-500	40	2,60	0,71	682	392	391
БРАЗ-6	АС-500	40	2,60	0,71	682	392	391
БРАЗ-7	АС-500	39,4	2,56	0,71	671	386	385
БРАЗ-8	АС-500	39,4	2,56	0,71	671	386	385
БРАЗ-9	АС-500	39,934	2,60	0,71	680	391	390
БРАЗ-10	АС-500	39,934	2,60	0,71	680	391	390
БРАЗ-11	АС-500	40,154	2,37	0,71	684	394	393
БРАЗ-12	АС-500	40,154	2,37	0,71	684	394	393
БРАЗ-13	АСО-500	0,025	0,0015	0,71	0,4	12	12
	АСК-300	0,61	0,060	1,18	10	18	18

в соответствии с ГОСТом – 839/59: $\rho = 0,065$ Ом/км для АС-500;

в соответствии с ГОСТом – 839/74: $\rho =$

0,059 Ом/км для АС-500;

$\rho = 0,098$ Ом/км для АС-300;

$r_{ВЛ} = \rho \cdot L$.

2. Данные по токопроводам 10 кВ от трансформаторов 1Т – 12Т до ЛР вв:

Токопровод 10 кВ от 1Т – 10Т до ЛР вв: 8хАСО-500; $\rho = 0,065$ Ом/км; $L = 0,052$ км;

Токопровод 10 кВ от 11Т, 12Т до ЛР вв: 8хАСО-500; $\rho = 0,059$ Ом/км; $L = 0,052$ км;

$$r_{токопр. 1-10} = \rho \cdot L / 8 = 0,065 \cdot 0,052 / 8 = 0,42 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

$$r_{токопр. 11, 12} = \rho \cdot L / 8 = 0,059 \cdot 0,052 / 8 = 0,38 \cdot 10^{-3} \text{ Ом.}$$

3. Данные по токопроводам 10 кВ от трансформатора 13Т до ЛР вв:

Трубчатые шины: А 210х10; $\rho = 0,005$ ом/км; $L=0,115$ км.;
 $\Gamma_{\text{токопр.13}} = \rho * L = 0,005 * 0,115 = 0,575 * 10^{-3}$ ом.

4. Данные по коммутационной аппаратуре:

ВЛ/Т	Тип ЛР ВЛ	$\Gamma_{\text{ЛР ВЛ}}$	Тип ОД Т	$\Gamma_{\text{ОД ВЛ}}$	Тип ЛР ВВ	$\Gamma_{\text{ЛР ВВ}}$
		Ом $*10^{-5}$		Ом $*10^{-5}$		Ом $*10^{-5}$
1	2	3	4	5	6	7
БРАЗ-1/ 1Т	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-2/ 2Т	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-3/ 3Т	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-3/ 1Р	-	-	ОД-220/1000	12	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-4/ 4Т	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-5/ 5Т	SGF-245n 11-100-E	9	SGF-245n 11-100-E	9	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-6/ 6Т	SGF-245n 11-100-E	9	SGF-245n 11-100-E	9	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-7/ 7Т	SGF-245n 11-100-E	9	SGF-245n 11-100-E	9	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-7/ 2Р	-	-	SGF-245n 11-100-E	9	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-8/ 8Т	SGF-245n 11-100-E	9	SGF-245n 11-100-E	9	РВК-10/5000	0,5
БРАЗ-9/ 9Т	SGF-245n 11-100-E	9	ЭВ HPL-246B1	3.2	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-10/ 10Т	SGF-245n 11-100-E	9	ЭВ HPL-246B1	3.2	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-11/ 11Т	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-11/ 3Р	-	-	ОД-220/1000	12	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-12	РЛНД-220/1000	12	ОД-220/1000	12	РВК-10/6000	0,5
БРАЗ-13	SGF-245n 11-100-E	9	ЭВ HPL-246B1	3.2	РВК-10/6000	0,5

Данные по Γ взяты из паспортов на разъединители.

**5. Данные однофазных трансформаторов ОД (ОРД)-66667/220
ГПП-220 кВ по состоянию на 01.07.2006 года:**

Наимен. группы	Фаза	ΔP_{XX} кВт	ΔP_{XX} 3ф кВт	ΔP_{K3} кВт	ΔP_{K3} 3ф кВт	I_{XX} %	I_{XX} 3ф %	U_{KV-H} %	U_{KV-H} 3ф %
Гр 1Т	A	75,3	221,77	270	826,79	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	70,7		291		0,7		12,7	
	C	76		267		0,7		12,7	
Гр 2Т	A	78,7	236,08	272	816,34	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	80,9		282		0,7		12,7	
	C	76,6		263		0,7		12,7	
Гр 3Т	A	70,7	207,86	291	820,30	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	75,3		270		0,7		12,7	
	C	63		261		0,7		12,7	
Гр 4Т	A	65,8	150,65	275	794,44	0,7	0,7	12,7	12,7
	B*	44,6		260		0,7		12,7	
	C*	45,2		260		0,7		12,7	
Гр 5Т	A	75,3	220,98	270	816,92	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	74,5		276		0,7		12,7	
	C	71,3		271		0,7		12,7	
Гр 6Т	A	74,6	217,55	274	821,99	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	70		273		0,7		12,7	
	C	73,1		275		0,7		12,7	
Гр 7Т	A	69,7	168,59	278	826,95	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	70		273		0,7		12,7	
	C*	40,4		276		0,7		12,7	
Гр 8Т	A	67,6	212,99	289	856,23	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	74,1		274		0,7		12,7	
	C	71,6		294		0,7		12,7	
Гр 9Т	A	73,5	215,51	267	833,48	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	72,1		295		0,7		12,7	
	C	70		273		0,7		12,7	
Гр 10Т	A	39,1	117,40	315	952,56	0,12	0,12	15,2	15,2
	B	39,0		327		0,12		15,2	
	C*	39,3		311		0,12		15,2	
Гр 11Т	A	68,7	165,74	264	787,80	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	70,9		275		0,7		12,7	
	C*	39		250		0,7		12,7	
Гр 12Т	A	66,2	210,54	273	820,97	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	68,8		276		0,7		12,7	
	C	76,3		272		0,7		12,7	
Гр 13Т	A	73,3	170,47	283	775,97	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	77,9		270		0,7		12,7	
	C*	38		229,3		0,7		12,7	
Гр 1Р	A	71,6	202,45	294	840,01	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	65,4		272		0,7		12,7	
	C	65,8		275		0,7		12,7	
Гр 2Р	A	69	205,4	282	741,25	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	73		208		0,7		12,7	
	C	64		264		0,7		12,7	
Гр 3Р	A	65,8	165,19	275	764,68	0,7	0,7	12,7	12,7
	B	70		273		0,7		12,7	
	C*	40		223,7		0,7		12,7	

Расчет технологического расхода электроэнергии на транспорт в сети от границы балансовой принадлежности между ОАО «Проктоэнерго» и ОАО «РУСАЛ Братск» до точек учета на ОАО «РУСАЛ Братск»

Расход на энергию за сутки по показаниям		ВЛ				Трансформаторы				Топопроводы				Коммутационная аппаратура		Итого
		Т	ΔW_N	P_{CT}	Q_{CT}	$\Delta W_{ВЛ}$	ΔW_{TCT}	ΔW_{TCT}	Сумма (акт.)	ΔW_{TCT}	Сумма (реакт.)	Сумма (акт.)	ΔW_{TCT}	ΔW_{CT}	ΔW_{CT}	
БРА-1	Т1	вб 1														
	Р1	вб 2														
БРА-2	Т2	вб 3														
	Р1	вб 4														
БРА-3	Т3	вб 5														
	Р1	вб 6														
БРА-4	Т4	вб 7														
	Р1	вб 8														
БРА-5	Т5	вб 9														
	Р2	вб 10														
БРА-6	Т6	вб 11														
	Р2	вб 12														
БРА-7	Т7	вб 13														
	Р2	вб 14														
БРА-8	Т8	вб 15														
	Р2	вб 16														
БРА-9	Т9	вб 17														
	Р3	вб 18														
БРА-10	Т10	вб 19														
	Р3	вб 20														
БРА-11	Т11	вб 21														
	Р3	вб 22														
БРА-12	Т12	вб 23														
	Р3	вб 24														
БРА-13	Т13	вб 25														
	Р3	вб 26														
Итого за сутки (ИТОГО (вб+ч)) 0,000																
		Потери в ВЛ 0,0				Потери в трансформаторах 0,00				Потери в токопроводах 0,0000				Потери в разъемных 0,0000		