

**ДОГОВОР № Н/12-02у  
ОКАЗАНИЯ УСЛУГ ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

г. Новый Уренгой

«20» ноября 2017 г.

**Акционерное общество «Уренгойгорэлектросеть» (АО «УГЭС»), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице генерального директора Шершнева Романа Сергеевича, действующего на основании Устава, с одной стороны, и**

**Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго» (АО «Тюменьэнерго»), именуемое в дальнейшем «Исполнитель», в лице директора филиала «Северные электрические сети» Домашнего Дениса Александровича, действующего на основании доверенности № 28536 от 08.09.2017г., с другой стороны, совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий договор о нижеследующем:**

### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДОГОВОРА**

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

1.1.1 **Точка поставки** – место исполнения обязательств по договору об оказании услуг по передаче электрической энергии, используемое для определения объема взаимных обязательств сторон по договору, расположенное на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства Сторон, определенной в акте разграничения балансовой принадлежности электросетей, а до составления в установленном порядке акта разграничения балансовой принадлежности электросетей – в точке присоединения объектов электросетевого хозяйства Заказчика к объектам электросетевого хозяйства Исполнителя.

Точки поставки определены Сторонами в Приложении № 1 к настоящему Договору.

1.1.2 **Точка отпуска** – место на границе балансовой принадлежности электрической сети Заказчика, в котором производится отпуск электрической энергии из сети Заказчика в технологически присоединенную к нему электрическую сеть Потребителя, ЛВС.

1.1.3 **Лица, владеющие объектами электросетевого хозяйства (ЛВС)** – лица, владеющие на любом законном основании объектами электросетевого хозяйства, в установленном порядке, присоединенными к электрической сети Заказчика, по которым производится передача электрической энергии.

1.1.4 **Заявленная мощность** – величина мощности, планируемой к использованию в предстоящем расчетном периоде регулирования, применяемая в целях установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии и исчисляемая в мегаваттах (МВт), определенная соглашением сторон в Приложении № 2 к настоящему Договору.

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

### **2. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА**

2.1 Исполнитель обязуется оказывать услуги по передаче электрической энергии (мощности) путем осуществления комплекса организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу электрической энергии (мощности) через технические устройства электрических сетей, принадлежащих Исполнителю на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании, а Заказчик обязуется оплачивать услуги Исполнителю в порядке, предусмотренном настоящим Договором, по индивидуальному тарифу, утвержденному уполномоченным органом государственной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов.

2.2 Стороны в настоящем Договоре и приложениях к нему определили следующие существенные условия:

**ДОГОВОР**

АО «Тюменьэнерго»

Филиал

«Северные электрические сети»

2.2.1 Объемы передачи электрической энергии (мощности), в том числе величины заявленной мощности (Приложение № 2 к настоящему Договору);

2.2.2 Величина максимальной мощности, в пределах которой Исполнитель обязуется обеспечить передачу электрической энергии и мощности в соответствующей точке поставки (Приложение № 1 к настоящему Договору);

2.2.3 Технические характеристики точек присоединения объектов электросетевого хозяйства Сторон, максимальная мощность, пропускная способность, приборы учета электроэнергии, с указанием их балансовой принадлежности (Приложение № 1 к настоящему Договору);

2.2.4 Перечень объектов межсетевой координации с указанием в нем для каждого объекта стороны, выполняющей изменения (согласующей выполнение изменений) его эксплуатационного состояния (Приложение № 3 к настоящему Договору);

2.2.5 Порядок обеспечения действий Сторон при выполнении изменения эксплуатационного состояния объектов межсетевой координации и ремонтных работ (Приложение № 6 к настоящему Договору).

2.2.6 Ответственность Сторон Договора за состояние и обслуживание объектов электросетевого хозяйства, которая фиксируется в прилагаемых к договору актах о технологическом присоединении, актах разграничения балансовой принадлежности электрических сетей, актах разграничения эксплуатационной ответственности сторон (реквизиты актов указаны в Приложении № 1 к настоящему Договору);

2.2.7 Обязанности Сторон по соблюдению требуемых параметров надежности энергоснабжения и качества электрической энергии, режимов потребления электрической энергии, включая поддержание соотношения потребления активной и реактивной мощности на уровне, установленном законодательством РФ и требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также по соблюдению установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике уровней компенсации и диапазонов регулирования реактивной мощности (пункт 3.1.10 настоящего Договора);

2.2.8 Согласованные с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организационно-технические мероприятия по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности в электрических сетях, являющихся объектами диспетчеризации соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в пределах территории субъекта РФ, которые направлены на обеспечение баланса потребления активной и реактивной мощности в границах балансовой принадлежности энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (на момент заключения настоящего Договора мероприятий по установке устройств компенсации и регулирования реактивной мощности, согласованных с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, не имеется);

2.2.9 Порядок осуществления расчетов за оказанные услуги (раздел 6 настоящего Договора).

2.2.10 Порядок оборудования принадлежащих сторонам договора объектов электросетевого хозяйства устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики (при их отсутствии) и порядок взаимодействия сторон договора при их настройке и использовании.

2.2.11 Порядок оборудования принадлежащих сторонам договора объектов электросетевого хозяйства приборами учета электрической энергии и мощности.

2.3 В случае если в период действия настоящего Договора изменятся точки поставки электроэнергии, объемы присоединенной мощности в этих точках, произойдет замена средств и схемы учета, то Стороны вносят изменения в соответствующие приложения к настоящему договору путем оформления дополнительных соглашений.

### 3. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

#### 3.1 Стороны обязуются:

3.1.1 При исполнении обязательств по настоящему Договору руководствоваться действующими нормативно-правовыми и нормативно-техническими актами.

3.1.2 Соблюдать требования Системного оператора, касающиеся оперативно-диспетчерского управления процессами производства, передачи, преобразования, распределения и

ДОГОВОР  
АО «Южноуральская  
энергосеть»  
«Северные электрические сети»

потребления электроэнергии; соблюдать условия положения/инструкции «О взаимоотношениях оперативного персонала» (Приложение № 7 к Договору).

3.1.3 Сторона, являющаяся собственником расчетного прибора учета или объектов электроэнергетики, в границах которых установлен расчетный прибор учета, принадлежащий другой Стороне при выявлении фактов неисправности или утраты, истечения межпроверочного интервала прибора учета обязана немедленно сообщить об этом другой Стороне.

3.1.4 Обеспечить восстановление учета в случае выхода из строя или утраты прибора учета в срок не более 2 (двух) месяцев.

3.1.5 Предоставлять друг другу информацию, необходимую для осуществления контроля соблюдения договорных величин потребления электроэнергии и мощности по приборам коммерческого учета.

3.1.6 Производить самостоятельно или с привлечением третьих лиц снятие показаний приборов учета, установленных на границе балансовой принадлежности каждой из Сторон, и производить взаимный информационный обмен.

3.1.7 Обеспечить уполномоченным представителям Сторон беспрепятственный доступ к приборам учета, находящимся на балансе другой Стороны и установленным на непосредственной балансовой границе между электрическими сетями Сторон, для снятия показаний.

3.1.8 Своевременно, в порядке, предусмотренном настоящим Договором информировать другую Сторону о возникновении (угрозе возникновения) аварийных ситуаций в работе принадлежащих Сторонам объектов электросетевого хозяйства, а также о ремонтных и профилактических работах, проводимых на указанных объектах.

3.1.9 Обеспечить в течение всего срока действия настоящего Договора работоспособность, сохранность и соблюдение эксплуатационных требований к объектам электросетевого хозяйства, к средствам релейной защиты и противоаварийной автоматики, приборам учета электроэнергии и мощности, иным устройствам, необходимым для измерения требуемых параметров количества и качества электроэнергии, поддержания надежности и безопасности энергопередачи, находящихся на балансе Сторон, а так же соблюдение и исполнение требований субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике к объектам электросетевого хозяйства, к средствам релейной защиты и противоаварийной автоматики. При изменении параметров устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики одной из Сторон, влияющих на электросетевое оборудование Сторон и показатели качества электрической энергии, Стороны обязуются взаимно уведомлять друг друга не менее чем за 10 (десять) дней до планируемых изменений.

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

3.1.11 При возникновении аварийной ситуации и ликвидации технологических нарушений Стороны руководствуются действующими нормативно-правовыми актами, а также положением/инструкцией «О взаимоотношениях оперативного персонала». (Приложение № 7 к настоящему Договору).

3.1.12 Производить взаимную сверку финансовых расчетов путем составления «Акта сверки платежей по договору» не позднее 25-го числа месяца, следующего за кварталом оказания услуг.

### 3.2 Заказчик имеет право:

3.2.1 При выявлении Заказчиком обстоятельств, которые свидетельствуют о ненадлежащем выполнении Исполнителем условий настоящего Договора и которые были неизвестны Заказчику на момент подписания «Актов об оказании услуг по передаче электрической энергии» (в том числе поступление писем, претензий от потребителя, энергосбытовой организации, гарантирующего поставщика), Заказчик вправе предъявить Исполнителю претензии по указанным обстоятельствам. Не направление претензии не лишает Заказчика права на защиту его интересов в судебном порядке.

3.2.2 Требовать от Исполнителя выполнения иных принятых на себя обязательств по настоящему Договору.

### 3.3 Заказчик обязуется:

3.3.1 Ежемесячно в срок до 5-го числа месяца, следующего за расчетным периодом предоставять Исполнителю, оформленный со стороны Заказчика «Акт объема переданной

электрической энергии и мощности» (Приложение № 5 к настоящему Договору) из сети Заказчика за соответствующий расчетный период.

3.3.2 Обеспечить оснащение приборами учета принадлежащие ему объекты электросетевого хозяйства в точках их присоединения к объектам электросетевого хозяйства Исполнителя в соответствии с требованиями, в порядке и сроки, предусмотренные действующими нормативно-правовыми и нормативно-техническими актами.

3.3.3 Производить оплату оказанных Исполнителем услуг в сроки, порядке и на условиях настоящего Договора.

3.3.4 Направлять Исполнителю письменное уведомление о расторжении Заказчиком с энергосбытовой организацией (гарантирующим поставщиком) или Потребителем договора оказания услуг по передаче электроэнергии за 5 (пять) рабочих дней до предполагаемой даты расторжения договора, способом, обеспечивающим подтверждение факта получения Исполнителем указанного уведомления.

3.3.5 Соблюдать определенные Приложением № 1 настоящего Договора величины максимальной мощности. Возмещать убытки Исполнителю, возникшие в результате несоблюдения величин максимальной мощности.

3.3.6 Предоставлять Исполнителю:

3.3.6.1 На следующий календарный год не позднее 1 апреля текущего года, а также уточненные до 1 ноября текущего года, следующие сведения:

– заявленную мощность по каждой точке присоединения (поставки);

– годовые (с разбивкой по месяцам и уровням напряжения) объемы потребления электроэнергии и мощности.

3.3.6.2 Сведения о выбранном варианте тарифа на услуги по передаче электрической энергии (одноставочный или двухставочный), подлежащий применению в следующем периоде регулирования, уведомив об этом Исполнителя в течение 1 месяца со дня официального опубликования решений органов исполнительной власти субъектов РФ в области государственного регулирования тарифов об установлении соответствующих тарифов. При отсутствии такого уведомления расчет за услуги по передаче электрической энергии (мощности) производится по варианту тарифа, действовавшему в предыдущем периоде регулирования.

3.3.6.3 В течение 10 (десяти) дней с момента получения соответствующего запроса электрические схемы, характеристики оборудования, данные о режимах его работы, необходимые для надлежащего выполнения условий договора.

3.3.7 Подписать Акт сверки платежей по Договору в течение 5 (пяти) дней после получения его от Сетевой организации. В случае не предоставления подписанного акта сверки в течение 5 (пяти) дней, задолженность будет считаться подтвержденной.

3.3.8 Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором и приложениями к нему, а также действующими нормативно-правовыми актами.

#### 3.4 Исполнитель имеет право:

3.4.1 Требовать оплаты оказанных услуг в порядке, сроки и на условиях, предусмотренных настоящим Договором.

3.4.2 При выявлении Исполнителем обстоятельств, которые свидетельствуют о ненадлежащем выполнении Заказчиком условий настоящего Договора и которые были неизвестны Исполнителю на момент подписания «Актов об оказании услуг по передаче электрической энергии» (в том числе поступление писем, претензий от потребителей, энергосбытовой организаций, гарантирующего поставщика), Исполнитель вправе предъявить Заказчику претензии по указанным обстоятельствам. Не направление претензии не лишает Исполнителя права на защиту его интересов в судебном порядке.

3.4.3 Требовать от Заказчика выполнения иных принятых ею на себя обязательств по настоящему Договору.

3.4.4 Исполнение условий настоящего Договора со стороны Исполнителя на соответствующей территории вправе осуществлять филиалы АО «Тюменьэнерго» на данной территории.

#### 3.5 Исполнитель обязуется:

3.5.1 Обеспечить передачу электроэнергии в точки поставки в соответствии с согласованными параметрами надежности и с учетом технологических характеристик

энергопринимающих устройств. Качество и иные параметры передаваемой электроэнергии должны соответствовать требованиям действующего законодательства РФ.

3.5.2 Выполнять иные обязательства, предусмотренные настоящим Договором и действующими нормативно-правовыми актами.

#### 4. УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Учет электрической энергии в точках поставки производится по приборам учета, указанным в Приложении № 1 к настоящему Договору.

4.2 Учет электрической энергии в точках отпуска (Приложение № 1.1 «Перечень точек отпуска электрической энергии из сети Заказчика») производится по приборам учета, установленным на границе балансовой принадлежности Заказчика и Потребителя, ЛВС.

4.3 В случае установки приборов учета не на границе балансовой принадлежности, величина электроэнергии определяется с учетом доли нормативных потерь в сетях от места установки прибора учета до границы балансовой принадлежности между Сторонами. Расчет указанной доли нормативных потерь производится индивидуально по каждой точке поставки энергии, в соответствии с актом уполномоченного федерального органа, регламентирующим расчет нормативов технологических потерь, согласно соответствующему «Акту разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон» (Приложении № 1 к настоящему Договору).

#### 5. ПОРЯДОК ПОЛНОГО И (ИЛИ) ЧАСТИЧНОГО ОГРАНИЧЕНИЯ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Ограничение режима потребления электрической энергии допускается в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации и настоящим Договором.

5.2 В случае возникновения (угрозы возникновения) аварийных электроэнергетических режимов по причине дефицита электрической энергии и мощности и (или) падения напряжения, перегрузки электротехнического оборудования, и в иных чрезвычайных ситуациях допускается полное и (или) частичное ограничение режима потребления, в том числе без согласования с Заказчиком при необходимости принятия неотложных мер. Аварийные ограничения осуществляются в соответствии с графиками аварийного ограничения, а также посредством действия аппаратуры противоаварийной и режимной автоматики.

#### 6. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ по точкам поставки электрической энергии (Приложение №1) И ПОРЯДОК ИХ ОПЛАТЫ

6.1 Расчетным периодом для определения объема исполненных Сторонами обязательств по Договору является один календарный месяц.

6.2 Заказчик и Исполнитель, на балансе которых находятся соответствующие средства измерений по состоянию на 00 часов 00 минут (Московского времени) 1-го дня месяца, следующего за расчетным периодом, производят снятие показаний приборов учета.

6.3 Заказчик передает Исполнителю показания приборов учета, указанные в Приложении № 1 настоящего Договора, принадлежащих Заказчику, до окончания 2-го числа месяца, следующего за расчетным периодом в электронном виде, на электронный адрес(а): Grishkevich-ZhD@te.ru, Krum-NA@te.ru и Proyaeva-OG@te.ru.

6.4 Исполнитель передает Заказчику показания расчетных приборов учета, указанных в Приложении № 1 настоящего Договора, принадлежащих Исполнителю, до окончания 2-го числа месяца, следующего за расчетным периодом на электронный адрес(а): uges2007@mail.ru.

6.5 Заказчик до 3-го числа месяца, следующего за отчетным периодом, составляет в 2 (двух) экземплярах сводный Акт снятия показаний приборов учета по точкам поставки, указанным в Приложении № 1, Интегральный акт (Приложение № 5.2 к настоящему Договору), а в случае, если приборы учета по точкам поставки позволяют измерять почасовые объемы передачи электрической энергии, то по таким приборам учета Заказчик оформляет Интервальный акт (Приложение № 5.1 к настоящему Договору) и направляет на согласование в электронном виде Исполнителю на электронный адрес(а): Grishkevich-ZhD@te.ru и Krum-NA@te.ru. Исполнитель в течении одного дня рассматривает и в случае отсутствия замечаний согласовывает сводный Акт снятия показаний приборов учета по точкам поставки, Интегральные и Интервальные акты в

электронном виде. После согласования сводного Акта снятия показаний приборов учета по точкам поставки, Интегральных и Интервальных актов Заказчик подписывает согласованные Акты и в срок до 5-го числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляет скан-копии сводного Акта снятия показаний приборов учета по точкам поставки, Интегральных актов, Интервальных актов в адрес Исполнителя на электронный адрес(а): Grishkevich-ZhD@te.ru, Krum-NA@te.ru и Provaeva-OG@te.ru. Оригиналы Актов с содержанием, идентичным скан-копиям Актов, подписанным ранее Заказчиком в течении 3 (трех) дней после направления скан-копий, направляет в адрес Исполнителя, указанный в реквизитах настоящего Договора, способом, позволяющим подтвердить дату его отправки и получения.

6.6 Подписание Акта объема переданной электрической энергии и мощности и Акта об оказании услуг производится в следующем порядке:

6.6.1 Исполнитель, на основании оформленных Интервальных актов, Интегральных актов и сводного Акта снятия показаний расчетных приборов учета, полученных от Заказчика или расчетным способом, в случаях, предусмотренных действующим законодательством, определяет объемы переданной электроэнергии (мощности), оформляет «Акт объема переданной электрической энергии и мощности» (Приложение № 5) в 2 (двух) экземплярах, и не позднее 5-го числа месяца, следующего за расчетным направляет в адрес Заказчика, способом, позволяющим подтвердить дату получения, вместе со счет-фактурой и двумя экземплярами подписанного со своей стороны Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) (Приложение № 4 к настоящему Договору) за соответствующий расчетный период для подписания со стороны Заказчика.

6.6.2 Скан-копии Акта объема переданной электрической энергии и мощности, Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности), подписанныго со стороны Исполнителя, направляется Заказчику на адрес электронной почты: uges2007@mail.ru.

6.6.3 Скан-копии Акта объема переданной электрической энергии и мощности, Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) предоставленных Исполнителем подлежат рассмотрению Заказчиком, а также подписанию и направлению в адрес Исполнителя, в течение 3 рабочих дней с момента их получения, на адрес электронной почты: Provaeva-OG@te.ru.

6.6.4 Подписание скан-копий Акта объема переданной электрической энергии и мощности и Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) свидетельствует о признании Заказчиком факта, надлежащего оказания услуг Исполнителем. При возникновении у Заказчика обоснованных претензий к объемам и качеству оказания услуг, Заказчик должен сделать соответствующую отметку на скан-копиях Акта объема переданной электрической энергии и мощности и Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) и подписать их. При этом Акты считаются согласованными в неоспариваемой части и подлежат оплате. В отношении оспариваемой части оказания услуг, Заказчик обязан в течение 3 (трех) рабочих дней с момента получения скан-копии Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) предоставить Исполнителю обоснованную претензию.

6.6.5 В случае не подписания скан-копий Актов со стороны Заказчика и непредставления Исполнителю мотивированных возражений в сроки, указанные в настоящем Договоре, Акт объема переданной электрической энергии и мощности и Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) принимаются в редакции Исполнителя, а услуги подлежат оплате в полном объеме.

6.6.6 Оригиналы Акта объема переданной электрической энергии и мощности и Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) подписываются Заказчиком в 3-дневный срок со дня их получения, с содержанием, идентичным скан-копиям Актов, подписанным ранее. Один экземпляр оригиналов Акта объема переданной электрической энергии и мощности, Акта об оказании услуг, подлежит направлению в адрес Исполнителя, указанный в реквизитах настоящего Договора, способом, позволяющим подтвердить дату его отправки и получения.

6.7 Если стороны не пришли к согласию по оспариваемому объему, то спор решается в соответствии с действующим законодательством РФ и настоящим Договором. До момента разрешения спора в установленном законодательством порядке стороны в расчетах по договору, при определении объемов оказанных услуг в целях их оплаты и в иных случаях, когда необходимо установление объемов переданной по настоящему Договору энергии, принимают неоспариваемый объем переданной электроэнергии в размере согласованной сторонами величины.

6.8 Отчетным периодом для оплаты оказываемых по настоящему Договору услуг является один календарный месяц.

ДОГОВОР

АО «Тюменьэнерго»

Филиал

«Северные электрические сети»

6.9 Заказчик оплачивает Исполнителю услуги по передаче электроэнергии по индивидуальному тарифу, в порядке и на условиях настоящего Договора.

6.10 В случае выбора Заказчиком двухставочного тарифа стоимость услуг Исполнителя по передаче электроэнергии определяется по формуле:

$$S = T_{cod} * N_{заявл} + T_{потерь} * W_{TЭдвух},$$

где:

- $T_{cod}$  – ставка на содержание электрических сетей, установленная органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный тариф на содержание сети);
- $N_{заявл}$  – заявленная мощность, определенная в Приложении № 2;
- $T_{потерь}$  – ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях, установленная органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный тариф на оплату технологического расхода);
- $W_{TЭдвух}$  – объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде, из сети Исполнителя, определенный по точкам поставки (Приложение № 1).

6.11 В случае выбора Заказчиком одноставочного тарифа стоимость услуг Исполнителя по передаче электроэнергии определяется по формуле:

$$S = T_{одн} * W_{TЭодн},$$

где:

- $T_{одн}$  – одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии);
- $W_{TЭодн}$  – объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде, из сети Исполнителя, определенный по точкам поставки (Приложение № 1).

6.12 Изменение тарифов уполномоченным органом в области государственного регулирования тарифов в период действия Договора не требует внесения изменений в Договор, а измененный тариф вводится в действие со дня его установления.

6.13 Оплата услуг по передаче электрической энергии (мощности) производится в следующие сроки:

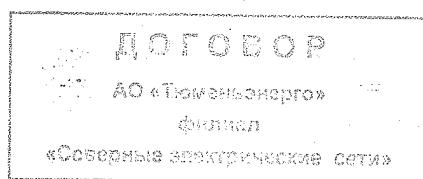
- до 20-го числа текущего месяца в размере 50 % стоимости объема услуг, исходя из фактических объемов переданной электроэнергии (мощности) предыдущего расчетного периода;
- окончательный расчет производится до 20-го числа месяца, следующего за расчетным, на основании «Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности)» (по форме Приложения № 4 к настоящему Договору) и выставленного счета-фактуры. Счет-фактура выставляется в соответствии с действующим законодательством и настоящим Договором.

6.14 Обязательства Заказчика по оплате считаются исполненным с момента поступления денежных средств на расчетный счет Исполнителя.

6.15 В случае если Заказчик произвел авансовые платежи, размер которых превышает сумму платежа за расчетный период, и отсутствует задолженность Заказчика по настоящему Договору за прошлые периоды (за исключением задолженности, по которой достигнуто соглашение о порядке ее погашения), сумма превышения засчитывается в счет следующего платежа.

6.16 В случае, если у Заказчика имеется задолженность по настоящему Договору и размер произведенного платежа недостаточен для погашения всей имеющейся задолженности по настоящему Договору, исполнение засчитывается в первую очередь в счет погашения задолженности с более поздним сроком образования, затем с более ранним сроком образования (метод LIFO (ЛИФО) last-in-first-out).

## 7. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ОКАЗАННЫХ УСЛУГ по точкам отпуска электрической энергии (Приложение №1.1) И ПОРЯДОК ИХ ОПЛАТЫ



7.1 Расчетным периодом для определения объема исполненных Сторонами обязательств по Договору является один календарный месяц.

7.2 Заказчик по состоянию на 00 часов 00 минут (Московского времени) 1-го дня месяца, следующего за расчетным периодом, производит снятие показаний приборов учёта.

7.3 Заказчик до 3-го числа месяца, следующего за отчетным периодом, оформляет в 2 (двух) экземплярах Акт снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, указанных в Приложении № 1.1, Интегральные акты (Приложение № 5.2), а в случае, если приборы учета по точкам отпуска позволяют измерять почасовые объемы передачи электрической энергии, то по таким приборам учета Заказчик оформляет Интервальные Акты (Приложение № 5.1) и направляет Исполнителю на согласование в электронном виде на электронный адрес(а): Grishkevich-ZhD@te.ru, Krum-NA@te.ru и Proyaeva-OG@te.ru. Исполнитель в течении одного дня рассматривает и в случае отсутствия замечаний согласовывает Акт снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, Интегральные и Интервальные акты в электронном виде. После согласования Акта снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, Интегральных и Интервальных актов Заказчик подписывает согласованные Акты и в срок до 5-го числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляет Исполнителю скан-копии Акта снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, Интегральных актов, Интервальных актов на электронный адрес(а): Grishkevich-ZhD@te.ru, Krum-NA@te.ru и Proyaeva-OG@te.ru. Оригиналы Актов с содержанием, идентичным скан-копиям Актов, подписанным ранее Заказчиком в течении 3 (трех) дней после направления скан-копий, направляет в адрес Исполнителя, указанный в реквизитах настоящего Договора, способом, позволяющим подтвердить дату его отправки и получения.

7.4 Заказчик на основании Акта снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, Интервальных актов, Интегральных актов по точкам отпуска определяет величину отпущененной электроэнергии и мощности за отчетный период и оформляет «Акт объёма переданной электрической энергии и мощности» (Приложение № 5 к настоящему Договору) в 2 (двух) экземплярах.

7.5 В срок до 5-го числа месяца, следующего за расчетным, Заказчик предоставляет Исполнителю, оформленный со стороны Заказчика «Акт объема переданной электрической энергии и мощности» (Приложение № 5 к настоящему Договору) из сети Заказчика за соответствующий расчетный период. Акт объема переданной электрической энергии составляется на основании актов снятия показаний приборов учета по точкам отпуска электроэнергии, полученных от Потребителей, гарантирующих поставщиков, энергосбытовых организаций, ЛВС, Интегральных и Интервальных актов, расчетных способов определения объема отпущенной/переданной электроэнергии, актов безучетного потребления.

7.6 Исполнитель согласовывает и подписывает «Акт объема переданной электрической энергии и мощности» в течение 3 (трех) рабочих дней с момента получения. При возникновении у Исполнителя обоснованных претензий к объемам оказанных услуг, Исполнитель должен сделать соответствующие отметки на «Акте объема переданной электрической энергии и мощности» и подписать его. При этом Акт считается согласованным в неоспариваемой части и услуги по передаче электрической энергии в неоспариваемой части подлежат оплате. В отношении оспариваемой части оказанных услуг Исполнитель в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения «Акта объема переданной электрической энергии и мощности» должен предоставить Заказчику обоснованную претензию.

7.7 Исполнитель в течение 3 (трех) рабочих дней с момента получения от Заказчика, подписанного «Акта объема переданной электрической энергии и мощности» оформляет на неоспариваемый объем оказанных услуг «Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии» (Приложение № 4 к настоящему Договору), подписывает его, скрепляет печатью и направляет Заказчику.

7.8 Заказчик в течение 3 (трех) рабочих дней с момента получения от Исполнителя оформленный на неоспариваемый объем оказанных услуг «Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии» (Приложение № 4 к настоящему Договору), подписывает его, скрепляет печатью и направляет Исполнителю.

7.9 В случае не подписания Акта со стороны Заказчика и непредставления Исполнителю мотивированных возражений в сроки, указанные в настоящем Договоре, Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности) принимается в редакции Исполнителя, а услуги подлежат оплате в полном объеме.

7.10 По мере урегулирования разногласий, согласованные оспариваемые объемы передачи электроэнергии, на основании подписанного Сторонами Протокола согласования, дополнительно включаются в «Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии» за соответствующий месяц.

7.11 Если Стороны не пришли к согласию по оспариваемому объему, то спор решается в соответствии с действующим законодательством РФ и настоящим Договором.

7.12 Урегулированный сторонами ранее оспариваемый объем услуги подлежит оплате одновременно с очередным окончательным платежом за месяц, в котором стороны произвели согласование оспариваемого объема.

7.13 Отчетным периодом для оплаты оказываемых по настоящему Договору услуг является один календарный месяц.

7.14 Заказчик оплачивает Исполнителю услуги по передаче электроэнергии по индивидуальному тарифу, в порядке и на условиях настоящего Договора.

7.15 В случае выбора Заказчиком двухставочного тарифа стоимость услуг Исполнителя по передаче электроэнергии определяется по формуле:

$$S = T_{cod} * N_{заявл} + T_{потерь} * W_{TЭдвух},$$

где:

$T_{cod}$

– ставка на содержание электрических сетей, установленная органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный тариф на содержание сети);

$N_{заявл}$

– заявленная мощность, определенная в Приложении № 2;

$T_{потерь}$

– ставка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях, установленная органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный тариф на оплату технологического расхода);

$W_{TЭдвух}$

– объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде, из сети Заказчика, определенный по точкам отпуска (Приложение № 1.1).

7.16 В случае выбора Заказчиком одноставочного тарифа стоимость услуг Исполнителя по передаче электроэнергии определяется по формуле:

$$S = T_{одн} * W_{TЭодн},$$

где:

$T_{одн}$

– одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, установленный органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (индивидуальный одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии);

$W_{TЭодн}$

– объем электрической энергии, фактически переданной в данном расчетном периоде, из сети Заказчика, определенный по точкам отпуска (Приложение № 1.1).

7.17 Изменение тарифов уполномоченным органом в области государственного регулирования тарифов в период действия Договора не требует внесения изменений в Договор, а измененный тариф вводится в действие со дня его установления.

7.18 Оплата услуг по передаче электрической энергии (мощности) производится в следующие сроки:

- до 20-го числа текущего месяца в размере 50 % стоимости объема услуг, исходя из фактических объемов переданной электроэнергии (мощности) предыдущего расчетного периода;
- окончательный расчет производится до 20-го числа месяца, следующего за расчетным, на основании «Акта об оказании услуг по передаче электрической энергии (мощности)» (по форме Приложения № 4 к Договору) и выставленного счета-фактуры. Счет-фактура выставляется в соответствии с действующим законодательством и настоящим договором.

7.19 Обязательства Заказчика по оплате считаются исполненным с момента поступления денежных средств на расчетный счет Исполнителя.

7.20 В случае если Заказчик произвел авансовые платежи, размер которых превышает сумму платежа за расчетный период, и отсутствует задолженность Заказчика по настоящему

Договору за прошлые периоды (за исключением задолженности, по которой достигнуто соглашение о порядке ее погашения), сумма превышения засчитывается в счет следующего платежа.

7.21 В случае, если у Заказчика имеется задолженность по настоящему Договору и размер произведенного платежа недостаточен для погашения всей имеющейся задолженности по настоящему Договору, исполнение засчитывается в первую очередь в счет погашения задолженности с более поздним сроком образования, затем с более ранним сроком образования (метод LIFO (ЛИФО) last-in-first-out).

## 8. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

8.1 В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения своих обязательств по настоящему Договору Стороны несут ответственность в размере реального ущерба. Упущенная выгода возмещению не подлежит.

8.2 Исполнитель не несет ответственности за снижение показателей качества электроэнергии, наступившее вследствие неправомерных действий (бездействий) Заказчика и третьих лиц.

8.3 Исполнитель несет ответственность за оказание услуг по передаче электроэнергии до границы балансовой принадлежности энергоустановок Исполнителя.

8.4 Заказчик несет ответственность перед потребителями электрической энергии за качество оказанных услуг по передаче электроэнергии.

8.5 За технологические нарушения (аварии и инциденты) на оборудовании, принадлежащем Заказчику на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законами оснований, а также за повреждения объектов электросетевого хозяйства Исполнителя, вызванные неправомерными действиями персонала Заказчика, ответственность несет Заказчик в соответствии с гражданским законодательством.

8.6 Ответственность за содержание и эксплуатацию энергетических установок определяется границами балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон, которые фиксируются в Актах разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, реквизиты которых указаны в Приложении № 1 к настоящему Договору.

8.6.1 Стороны освобождаются от ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по настоящему Договору, если это было вызвано обстоятельствами непреодолимой силы (форс-мажорные обстоятельства), возникшими после заключения Договора и препятствующими его выполнению.

8.6.2 Сторона, ссылающаяся на обстоятельства непреодолимой силы, обязана информировать другую сторону о наступлении этих обстоятельств в письменной форме, немедленно при возникновении возможности.

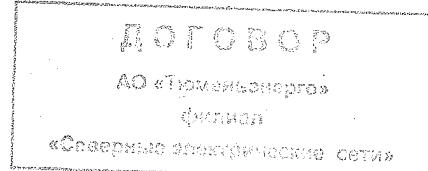
8.6.3 Надлежащим подтверждением наличия форс-мажорных обстоятельств служат решения (заявления) компетентных органов государственной власти, иных уполномоченных организаций, учреждений.

8.7 По требованию любой из Сторон создается согласительная комиссия, определяющая возможность дальнейшего исполнения взаимных обязательств. При невозможности дальнейшего исполнения обязательств Сторонами сроки их исполнения отодвигаются соразмерно времени, в течение которого действуют обстоятельства непреодолимой силы.

8.8 В случае неисполнения или ненадлежащего исполнения Заказчиком обязательств по оплате услуг по передаче электроэнергии (мощности), включая несвоевременно и (или) не полностью произведенную оплату как плановых (промежуточных, авансовых) платежей, так и оплату за оказанные в расчетном периоде услуги по передаче электрической энергии, Заказчик уплачивает Исполнителю неустойку в размере, установленном в статье 26 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», при этом начисление неустойки начинается со дня, следующего за днем наступления срока соответствующего платежа.

## 9. СРОК ДЕЙСТВИЯ ДОГОВОРА

9.1 Настоящий Договор вступает в силу с 01 января 2018г. по 31 декабря 2018г. и распространяет свое действие на отношения Сторон, возникшие с даты введения в действие индивидуального тарифа, установленного уполномоченным органом государственной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов.



9.2 В случае, если ни одна из сторон не направила другой стороне в срок не менее чем за месяц до окончания срока действия договора уведомление о расторжении договора, либо о внесении в него изменений, либо о заключении нового договора, то настоящий Договор считается продленным до конца следующего календарного года на тех же условиях.

9.2.1 Если любой из сторон до окончания срока действия договора внесено предложение о заключении нового договора, то отношения сторон до заключения нового договора регулируются в соответствии с условиями настоящего Договора.

## 10. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

10.1 Стороны обязуются без взаимного предварительного письменного согласования не разглашать третьим лицам информацию, относящуюся к предмету и условиям настоящего Договора (в том числе коммерческого характера), а также информацию, полученную в ходе исполнения Сторонами обязательств по Договору, за исключением случаев, когда необходимость разглашения такой информации прямо предусмотрена нормативными актами РФ. Срок неразглашения такой конфиденциальной информации устанавливается Сторонами в течение всего срока действия Договора, а также в течение трех лет после прекращения данного срока.

10.2 Каждая из Сторон обязуется предпринять все разумные меры, необходимые и целесообразные для предотвращения несанкционированного раскрытия конфиденциальной информации (указанной в пункте 9.1 настоящего Договора). При этом принимаемые меры должны быть не менее существенны, чем те, которые Сторона принимает для сохранения своей собственной информации подобного рода.

10.3 За разглашение конфиденциальной информации Сторона, нарушившая обязательства, предусмотренные пунктами 9.1, 9.2 настоящего Договора, обязана возместить потерпевшей стороне причиненные убытки.

10.4 Каждая из Сторон в срок не более 10 (десяти) дней с момента совершения соответствующего факта обязана уведомить другую сторону о следующем:

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

10.5 При разрешении вопросов, не урегулированных Договором, Стороны учитывают взаимные интересы и руководствуются действующим законодательством. Стороны признают, что в отношении оказания услуг по настоящему Договору в полном объеме распространяются права и обязанности, предусмотренные для Сетевой организации и потребителя услуг, предусмотренные ФЗ «Об электроэнергетике», «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии...», утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 и «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии», утв. Постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 в редакциях, действующих на дату существования соответствующих отношений по настоящему Договору.

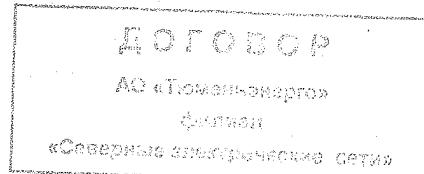
10.6 Любые изменения и дополнения к Договору действительны только при условии оформления их в письменном виде и подписания обеими Сторонами, за исключением случаев, предусмотренных в настоящем Договоре.

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

## 11. ПРИЛОЖЕНИЯ К ДОГОВОРУ

Все приложения, указанные в настоящем пункте, являются неотъемлемой частью настоящего Договора.

11.1 Приложение № 1 «Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета».



- 11.2 Приложение № 1.1 «Перечень точек отпуска электрической энергии из сети Заказчика».
- 11.3 Приложение № 2 «Объемы передачи электрической энергии и мощности».
- 11.4 Приложение № 3 «Перечень объектов межсетевой координации».
- 11.5 Приложение № 3.1 «Перечень объектов диспетчеризации филиала ПАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ».
- 11.6 Приложение № 4 «Акт об оказании услуг по передаче электрической энергии (форма)».
- 11.7 Приложение № 5 «Акт объёма переданной электрической энергии и мощности (форма)».
- 11.8 Приложение № 5.1 «Интервальный акт снятия показаний приборов учета (форма)».
- 11.9 Приложение № 5.2 «Интегральный акт снятия показаний приборов учета (форма)».
- 11.10 Приложение № 6 «Порядок обеспечения действий Сторон при выполнении изменения эксплуатационного состояния объектов межсетевой координации и ремонтных работ».
- 11.11 Приложение № 7 «Положение/инструкция «О взаимоотношениях оперативного персонала».

## 12. АДРЕСА И ПЛАТЕЖНЫЕ РЕКВИЗИТЫ СТОРОН

**Заказчик:**  
**АО «Уренгойгорэлектросеть»** Место нахождения Общества: 629306, Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, ул. Промышленная, 15  
Почтовый адрес Общества: 629306, Российская Федерация, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, ул. Промышленная, ОПС-6, а/я 420  
Телефон: 8 (3494) 99-63-80, 99-63-83  
ИНН // КПП 8904046645 // 890401001  
Р/с № 40702810700190000038 в ПАО «Запсибкомбанк» г. Тюмень  
К/с № 30101810271020000613  
БИК 047102613  
Email: uges2007@mail.ru

**Исполнитель:**  
**АО «Тюменьэнерго»** Место нахождения Общества: Россия, г.Сургут, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, ул.Университетская, д.4  
Почтовый адрес Общества: 628408, Россия, г.Сургут, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, ул.Университетская, д.4  
ИНН/КПП 8602060185 / 997450001  
р/счет 40702810267170101719 в Западно - Сибирском банке  
ПАО "Сбербанк России", г.Тюмень  
к/счет 30101810800000000651 в Западно - Сибирском банке  
ПАО "Сбербанк России", г.Тюмень  
БИК 047102651

**Полномочный представитель:**  
**филиал Северные электрические сети** Почтовый адрес: 629300, Россия, г. Новый Уренгой, Тюменская обл., ЯНАО, Северо-Восточная промзона, а/я 932  
ИНН//КПП 8602060185//890402002  
Телефон: (3494) 23-89-76, 23-89-24, 93-02-27  
Факс: (3494) 23-89-09, 93-02-38

**Заказчик:**  
**АО «Уренгойгорэлектросеть»**  
Генеральный директор

М.П.



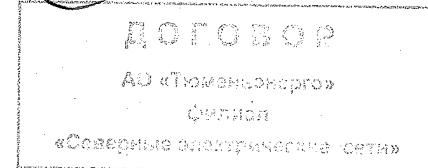
Р.С. Шершинев/

с протоколом  
расмотрения

**Исполнитель:**  
**АО «Тюменьэнерго» филиал Северные электрические сети**  
Директор

М.П.

/Д.А. Домашний/



договор  
АО «Тюменьэнерго»  
Филиал  
«Северные электрические сети»

## Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета

№ п/п	Источник питания	Наименование присоединения	Место установки приборов учета	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		Класс точности электросчетчика	Заводской номер электросчетчика	Дата присущей поверки	Дата очередной поверки	Межповерочный интервал	Документы о технологическом присоединении			Максимальная мощность, МВт	Единовременная приведенность приборов учета	Категория опасности электроприемников, устройств	Прогнозная единицаНВА		
				Тип	Коэф.	Тип	Коэф.						Акт о технологическом присоединении	Акт разграничения балансовой принадлежности	Акт разграничения эксплуатационной ответственности сторон						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<b>Из сетей АО "Тюменьэнерго"</b>																					
1	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №3.10 УГЭС-1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.10	ТЛЮ-10-2У3	200/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080101	18.12.2008	18.12.2018	10		№ 41/12 от 10.06.2013г.	1,1	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	3	3,46	
2	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №1.7 УГЭС-2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.7	ТОЛ-СЭЦ-10-21	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080301	15.12.2008	15.12.2018	10		№ 42/12 от 14.06.2013г.	1	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	3	3,46	
3	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №1.11 РП 5/1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.11	ТЛЮ-10-2У3	600/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080462	24.12.2008	24.12.2018	10		№22/03-10-АРБП от 10.12.2015г.	№22/03-10-АРЭО от 10.12.2015г.	1,55	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1,2,3	10,38
4	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №4.2 РП15/2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.2	ТОЛ-СВЭЛ-10-8	600/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080386	20.12.2008	20.12.2018	10				1,55				10,38
5	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №3.8 РП-6/1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.8	ТЛЮ-10-2У3	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080420	24.12.2008	24.12.2018	10		№19/12 от 27.11.2012г.	2,15	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1,2,3	5,19	
6	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч.10 кВ №2.5 РП-6/2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.2.5	ТЛЮ-10-2У3	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080262	15.12.2008	15.12.2018	10				2,15				5,19
7	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №1.3 РРС-2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.3	ТЛЮ-10-4У3	50/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080490	20.12.2008	20.12.2018	10		№146/15-6 от 05.03.2015г.	№146/15-6 от 05.03.2015г.	0,03	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	-	-
8	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №4.11 РРС-1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.11	ТЛЮ-10-4У3	50/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080610	24.12.2008	24.12.2018	10				0,13				
9	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №1.12 РК-2/2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.12	ТЛЮ-10-2У3	600/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080413	20.12.2008	20.12.2018	10		№T6/12/105 от 05.10.2017г.	0,95	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1	10,38	
10	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №2.8 РК-2/1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.2.8	ТЛЮ-10-2У3	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080327	15.12.2008	15.12.2018	10				0,95				5,19
11	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №3.11 ТП-170/2	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.11	ТЛЮ-10-2У3	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080504	20.12.2008	20.12.2018	10		№T6/12/104 от 05.10.2017г.	0,175	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1	5,19	
12	ПС-110/10 кВ Новуренгойская	яч. 10 кВ №4.4 ТП-170/1	ПС 110/10 Новуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.4	ТЛЮ-10-2У3	300/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080236	15.12.2008	15.12.2018	10				0,175				5,19
13	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №3.5 РП14/1	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.3.5	ТЛЮ-10-2У3	600/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080029	16.12.2008	16.12.2018	10		№18/12 от 27.11.2012г.	3,75	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1,2,3	10,38	
14	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №4.10 РП14/2	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.4.10	ТЛЮ-10-2У3	600/5	НАМИ-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080207	15.12.2008	15.12.2018	10				3,75				10,38
15	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №1.2 РП15/1	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.1.2	ТЛЮ-10-2У3	600/5	НАМИ-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080251	15.12.2008	15.12.2018	10		№ 35/12 от 11.06.2013г.	0	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	2	10,38	
16	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №2.6 РП15/2	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.2.6	ТЛЮ-10-2У3	600/5	НАМИ-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080335	15.12.2008	15.12.2018	10								10,38
17	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №4.8 УГЭС-4	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.4.8	ТЛЮ-10-2У3	200/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080339	15.12.2008	15.12.2018	10		№ 16/12 от 27.11.2012г.	2,25	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	2	3,46	
18	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №1.5 УГЭС-3	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.1.5	ТЛЮ-10-2У3	200/5	НАМИ-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080306	15.12.2008	15.12.2018	10				2,25				3,46

«Северные электрические сети»

АО «Тюменьэнерго»

19	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №1.10 ТП-300/1	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.1.10	ТЛЮ-10-2УЗ	300/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080099	15.12.2008	15.12.2018	10	№Т6/12/106 от 05.10.2017г.			0,4	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1	5,19
20	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №2.2 ТП-300/2	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.2.2	ТЛЮ-10-2УЗ	300/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080334	15.12.2008	15.12.2018	10				0,4				5,19
21	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №4.2 РК-4/2	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.4.2	ТЛЮ-10-2УЗ	600/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080332	15.12.2008	15.12.2018	10	№Т6/12/107 от 05.10.2017г.			1,14	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1	10,4
22	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №3.6 РК-4/1	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.3.6	ТЛЮ-10-2УЗ	300/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080304	15.12.2008	15.12.2018	10				1,14				5,2
23	ПС-110/35/6 кВ Опорная	яч.6 кВ №5 Луч-1	ПС 110/6 Опорная ЗРУ-35кВ яч.5	ТВЭ-35	600/5	ТС 7	35000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080085	16.12.2008	16.12.2018	10	№ 9/13 от 11.11.2013г.			0	0,2	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1,2,3	36,33
24	ПС-110/35/6 кВ Опорная	яч.6 кВ №3 Луч-2	ПС 110/6 Опорная ЗРУ-35кВ яч.3	ТВЭ-35	600/5	ТС 7	35000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080086	16.12.2008	16.12.2018	10								36,33
25	ПС-110/35/6 кВ Опорная	яч.6 кВ №11 Б-6 1-Т	ПС 110/6 Опорная ЗРУ-6кВ яч.11	ТОЛ-10	1500/5	ЗНОЛП-6 У2	6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080227	16.12.2008	16.12.2018	10	№ 8/12 от 27.11.2012г.			6,75	0,2	АО "Уренгойгорэлектросеть"	1,2,3	15,57
26	ПС-110/35/6 кВ Опорная	яч.6 кВ №14 Б-6 2-Т	ПС 110/6 Опорная ЗРУ-6кВ яч.14	ТОЛ-10	1500/5	ЗНОЛП-6 У2	6000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080213	16.12.2008	16.12.2018	10				6,75				15,57
27	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	яч.10 кВ №7 Луч-1	ПС 110/10 Варенга-Яха ЗРУ-35 кВ яч.7	ТВЭ-35	600/5	ТС 7	35000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0104077212	15.12.2008	15.12.2018	10	№ 5/12 от 27.11.2012г.			9,7	0,2	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	1,2,3	36,33
28	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	яч.10 кВ №4 Луч-2	ПС 110/10 Варенга-Яха ЗРУ-35 кВ яч.4	ТВЭ-35 УХЛ	600/5	ТС 7	35000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0108071201	07.11.2008	07.11.2018	10				9,7				36,3
29	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	яч.10 кВ №1.12 УАР	ПС 110/10 Варенга-Яха ЗРУ-35 кВ яч.1.12	ТЛЮ-10	200/5	ЗНОЛ-06-10 У3	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0111065011	07.11.2008	07.11.2018	10	№138/14 от 30.10.2014г.			0,5	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	3	3,46
30	РПП 10/0,4 кВ Крымская	яч. 10 кВ №9, III №90/1	РПП 10/0,4 Крымская ЗРУ-10 кВ яч.9	ТОЛ-10-1	150/5	ЗНОЛП-10У2	10000/100	СЭТ-4ТМ.03M.01	0,5S	0812137198	22.01.2014	22.01.2026	12	№622/31-12-АРБП от 10.11.2015г.	№622/31-12-АРЭО от 10.11.2015г.	0,9135	0,4	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	2	-	
31	РПП 10/0,4 кВ Крымская	яч. 10 кВ №10, III №90/2	РПП 10/0,4 Крымская ЗРУ-10 кВ яч.10	ТОЛ-10-1	150/5	ЗНОЛП-10У2	10000/100	СЭТ-4ТМ.03M.01	0,5S	0811135783	22.01.2014	22.01.2026	12				0,9135			2	-
32	ПС-110/10 кВ Ямал	яч. 10 кВ №2.7 РП-9/2	ПС 110/10 Ямал ЗРУ-10кВ яч.2.7	ТОЛ-СЭЦ-10	200/5	НАМИ-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03M.01	0,5S	0811162111	09.06.2016	09.06.2028	12	№Т6/14/0027-АРБП от 16.12.2015г.	№Т6/14/0027-АРЭО от 16.12.2015г.	0,3	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	2	-	
33	ПС-110/10 кВ Ямал	яч. 10 кВ №3.4 РП-9/1	ПС 110/10 Ямал ЗРУ-10кВ яч.3.4	ТОЛ-СЭЦ-10	600/5	НАМИ-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03M.01	0,5S	0811162104	09.11.2016	09.11.2028	12				0,3			2	-
34	ВЛ 110 кВ Уренгой - Опера №22, Отпайка на ПС Ева-Яха	УПП-5В отпайка на ПС Ева-Яха	ПС Ямал, ОНУ, шкаф счетчиков п.17Р Присоединение 1Т	TG-145N	300/5	СРА-123	110000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0108072178	14.07.2016	14.07.2026	10	№139 от 20.01.2015г.(АРБП)	№139 от 20.01.2015г.(АРЭО)	7,547	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	-	-	
35	ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха-2 отпайка на ПС Варенга-Яха	Отпайка на ПС Водозабор-2	ПС Ямал, ОНУ, шкаф счетчиков п.17Р Присоединение 2Т	TG-145N	300/5	СРА-123	110000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0110066012	14.07.2016	14.07.2026	10				7,547			-	-

Заказчик:  
АО "Уренгойгорэлектросеть"  
Генеральный директор

М.П.  
/Р.С. Шершнев/  
РОКОВАЯ  
РОКОВАЯ

Исполнитель:  
АО "Тюменьэнерго"  
Директор филиала  
Северные электрические сети

/Д.А. Домашний/

ДОГОВОР  
АО "Тюменьэнерго"  
филиал  
«Северные электрические сети»

**Перечень точек поставки и отпуска электрической энергии в сеть и из сети Заказчика**

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
район Коротчаево и район Лимбяях															
<b>1. Принято из сети ООО "СДЭС"</b>															
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.7, ф. 1	СЭТ-4ТМ 02.2	08052330	1,0	ТЛМ-10-0.5/Р	200/5	НАМИ-10	10000/100	4000	-	2кв.2008г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.8, ф. 2	СЭТ-4ТМ 02.0	11020081	1,0	ТПЛ-10-0.5/Р	75/5	НАМИ-10	10000/100	1500	-	4кв.2002г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.16, ф.6	СЭТ-4ТМ 02.0	11020137	1,0	ТВК-10-0.5/Р	400/5	НАМИ-10	10000/100	8000	-	4кв.2002г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.17, ф. 7	СЭТ-4ТМ 02.2	08050972	1,0	ТПЛ-10-0.5/Р	300/5	НАМИ-10	10000/100	6000	-	2кв.2008г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.25, ф. 15	ПСЧ-4ТМ.05.04	0307078039	1,0	ТВК-10-0.5/Р	300/5	НАМИ-10	10000/100	6000	-	3кв.2007г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.21, ф. 11	СЭТ-4ТМ 02.0	03020036	1,0	ТВК-10-0.5/Р	200/5	НАМИ-10	10000/100	4000	-	4кв.2002г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.22, ф. 12	СЭТ-4ТМ 02.2	08051838	1,0	ТВК-10-0.5/Р	150/5	НАМИ-10	10000/100	3000	-	2кв.2008г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.26, ф. 16	СЭТ4-ТМ 02.0	11020073	1,0	ТЛМ-10-0.5/Р	100/5	НАМИ-10	10000/100	2000	-	4кв.2002г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	ЗРУ-10 кВ, яч.27, ф. 17	СЭТ-4ТМ02.2	08051896	1,0	ТЛМ-10-0.5/Р	150/5	НАМИ-10	10000/100	3000	-	1кв.2008г.	-	ОАО "УГЭС"	ВН	
ПС-110/10 "Тихая"	яч.№29 ф.19 ТП-1 (СБК)	KNUM 2023	7200124869	1,0	-	400/5	-	-	80	-	2кв.2008г.	-	ООО "СБК"	CH2	
ПС-110/10 "Тихая"	яч.№29 ф.19 ТП-1 (Роснефтегаз)	KNUM 2023	7200125401	1,0	-	200/5	-	-	40	-	3кв.2008г.	-	ООО "Роснефтегаз"	CH2	
ПС-110/10 "Тихая"	яч.№30 ф.20 ТП-30 (КОС-2)	KNUM 2023	7200124914	1,0	TK-20	400/5	-	-	80	-	2кв.2008г.	-	ОАО "УВК"	CH2	
ПС-110/10 "Тихая"	яч.№29 ф.19 ТП-29 (КОС-2)	KNUM 2023	7200125667	1,0	TK-20	400/5	-	-	80	-	2кв.2008г.	-	ОАО "УВК"	CH2	
<b>2. Принято из сети филиала "УГРЭС" ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"</b>															
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.12 ф.12	СЭТ-4ТМ.03М	0806142659	,2S/0,	ТВЛМ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100	3600	-	2кв.2014г.	-		ВН	
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.13 ф.13	СЭТ-4ТМ.03М	0806142694	,2S/0,	ТВЛМ-10	600/5	НТМИ-6	6000/100	7200	-	2кв.2014г.	-	ф-л "УГРЭС" ОАО "ИНТЕР РАО- Электрогенерация	ВН	
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.18 ф.18	СЭТ-4ТМ.03М	0806142652	,2S/0,	ТВЛМ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100	3600	-	2кв.2014г.	-		ВН	
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.19 ф.19	СЭТ-4ТМ.03М	0806142137	,2S/0,	ТВЛМ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100	3600	-	2кв.2014г.	-		ВН	
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.24 ф.24	СЭТ-4ТМ.03М	0806142555	,2S/0,	ТВЛМ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100	3600	-	2кв.2014г.	-		ВН	
ПС-110/6 "Головная", яч.14	КТП 1-14Г				ведомственные жилые дома									CH2	
ПС-110/6 "Головная"	ЗРУ-6 кВ, яч.20 ф.20 (для МО-93)	СЭТ-4ТМ.03М	0806142687	,2S/0,	ТВЛМ-10	300/5	НТМИ-6	6000/100	3600	-	2кв.2014г.	-	ф-л "УГРЭС" ОАО "ИНТЕР РАО- Электрогенерация	ВН	
<b>3. Принято из сети филиала "ТГРЭ СГБ"</b>															
ПС-110/6 "СГБ"	яч.6 ф.6 "Поселок"	СЭТ-4ТМ	808080616		ТЛМ-10-2У3	200/5	-	6000/100	2400	-	-	-	"ТГРЭ СГБ"	ВН	
<b>4. Принято из сети ОАО "ЯЖДК"</b>															
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-22 (П)	Энергомера ЦЭ 6803	009130026015194	1,0	ТШ-0,66У3	600/5	-	-	120	-	1кв.2010г.	-		CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-22 (П)	Меркурий 230 АМ-01	03935803	1,0	ТШ-0,66У3	300/5	-	-	60	-	2кв.2010г.	-		CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-22 (П)	Меркурий 230 АРТ-03	13098264	1,0	ТШ-0,66У3	150/5	-	-	30	-	1кв.2012г.	-		CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-23 (П)	ЦЭ 6803В	0711170604520620	1,0	ТШ-0,66У3	600/5	-	-	120	-	2кв.2007г.	-	ОАО "УГЭС"	CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-24 (Г)	Меркурий 230	06249681	1,0	ТШО-66	600/5	-	-	120	-	2кв.2010г.	-		CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-25 (ЗГ)	СА4У-И672М	000548508	2,0	ТШО-66	800/5	-	-	160	-	1кв.2008г.	-		CH-2	
ПС-110/10 "Тихая", ЗРУ-	КТП-1Д	Меркурий 230 ART-03М	15590896	1,0	ТШ-0,66	200/5	-	-	40	-	2кв.2013г.	-		CH-2	

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	7		8	8	9	10	11	12
<b>Точки отпуска (для потребителей АО "ТЭК")</b>														
1	ИП Грабовский И.Н.													
	ПС Тихая яч.7.8 ф. 1.2	ТП-10 ВРУ-0.4 м-н"Ваш	СТЭ-561	449436	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2011	10	ИП Грабовский И.Н.
2	ЧЛ Бондарчук В.П.													
	ПС Тихая яч.7.8 ф. 1.2	ТП-21стр.пл.ИЖД	Меркурий 230	3855277	-	-	1	-	-	1	-	-	14	ЧЛ Бондарчук В.П.
3	ООО "ЭКО Дом ЖБИ-1"													
	ПС Тихая яч.7.8 ф. 1.2	ТП-10 РУ-0.4 стр.площадка ж.л.	Меркурий 230 АМ-03	09072038	-	-	500/5	-	-	100	-	3кв.2011	99	ООО "ЭКО Дом ЖБИ-1"
4	ООО "Тюменская автодорожная компания"													
	ПС Тихая яч.7.8 ф. 1.2	ТП-10 РУ-0.4 стр.площадка ж.л.	Меркурий 230AM	05579345	-	-	600/5	-	-	120	-	1кв.2011	199,4	ООО "Тюменская автодорожная компания"
5	ИП Федосеева Э.Н.													
	ПС Тихая ф. 1.2	ТП-10 ВРУ-0.4	СО-505	869073	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	10	ИП Федосеева Э.Н.
6	ИП Лютова А.П.													
	ПС Тихая ф. 1.2	ТП-10 ВРУ-0.4 студия "Элит"	Меркурий 230 АМ-01	15506578	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013г.	10	ИП Лютова А.П.
7	ИП Балакирева Т.И.													
	ПС Тихая ф. 1.2	ТП-10 ВРУ-0.4 Салон "Шарм"	СЕ 301 R33 I 45-JAZ	008841039001024	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2011г	16	ИП Балакирева Т.И.
8	ИП Цюзь Ю.И.													
	ПС Тихая яч.7.8 ф. 1.2	ТП 33 ВРУ-0.4 м-н "Заманиха"	СТЭ-561	123544	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2008	25	ИП Цюзь Ю.И.
9	ООО"Уренгойская Нефтегазовая компания"													
	ПС Тихая ф. 1.2	ТП-10 ВРУ-0.4 Храмовый комплекс	Меркурий 230 АМ 03	3820205	-	-	200/5	-	-	40	-	-	60	ООО"Уренгойская Нефтегазовая компания"
10	ИП Скурта А.И.													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33, ВРУ-0.4 м-н	СО-505	942069	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2006	-	ИП Скурта А.И.
11	ООО "Тактик"													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33, ВРУ-0.4 м-н Капитал"	ЦЭ6803ВМ	9073020002281	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2009	45	ООО "Тактик"
12	ИП Алексперов Н.И.													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33, ВРУ-0.4 м-н "Мечта"	Меркурий 230 ART-02CN	11064711	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	15	ИП Алексперов Н.И.
13	ООО "Шарм"													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ЩУ аптека ООО "Шарм"	Меркурий230АМ 01	11776597	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2012	10	ООО "Шарм"
14	ИП Галкин В.Ю.													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-22 ВРУ маг."К чаю"	СО-ЭЭ6706	51132504	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2005	4	ИП Галкин В.Ю.
15	ИП Зазиашвили А.Д.													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	33 ВРУ-0.4 м-н "Август" (день-н	СТЭ-561	588950	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2009	18	ИП Зазиашвили А.Д.
16	ИП Буксина Т.В.													
	ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 ВРУ-0.4 ф.1 м-н "Аистенок" (день-ночь)	Меркурий-230 ART-02CN	11064378	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	10	ИП Буксина Т.В.
17	ИП Марчук И.Б.													

ПОСТОЯННЫЙ

АО «Тюменьэнерго»

Филиал

«Северные электрические сети»

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора						Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ			TH									
1	2	3	4	5	6	6	-	-	1	-	-	8	8	9	10	11	12	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП 33 ВРУ-0,4 м-н Дионис"	Меркурий 230	3903753	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	25	ИП Марчук И.Б.	CH2	
	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ЩУ пав."Атлант"	Меркурий 230 АМ-01	3908538	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	15,2			
	яч. 16 ф. 6	ТП-2 маг."Визит"	Меркурий-230 АМ-01	03908555	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	15			
18	<b>ИП М.А. Теке-оглы</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ВРУ-0,4 м-н "Волжанка"	Меркурий 230 АМ-03	3824734	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	15	ИП М.А. Теке-оглы	CH2
19	<b>ГСК "Надежда"</b>		ПС Тихая	яч.7.8 ф. 1.2	КТП- ГСК"Надежда" РУ-0.4	ЦЭ 6803 ВМ	9072032003678	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2010	200	ГСК "Надежда"	CH2
20	<b>ИП И.В.Потапова</b>		ПС Тихая	яч.-7.8 ф. 1.2	ТП-33 ВРУ-0.4 аптека"Панацея"	ЦЭ 6803 В	9130026018841	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	25	ИП И.В.Потапова	CH2
21	<b>ЗАО Сибмонтажстрой</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 д.24/54	ЦЭ6807Б1Д	019844	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	-	ЗАО Сибмонтажстрой	HH
	ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 7	КТП-18 ВРУ-0.4 Общежитие №1	ТРИО--1А 40В	31503109	-	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	40			
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-18 ВРУ-0.4 Общежитие №2	Меркурий230АМ-02	5431215	-	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2010	20			
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 Общежитие №3	ТРИО--1А 40В	31677409	-	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	40			
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-18 ВРУ-0.4 Общежитие №4	ЦЭ 6807 Б1Д	20453	-	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	5			
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-18 ВРУ-0.4 ДК Строитель	ТРИО--1А 40В	31511509	-	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	30			
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 контора пл.Ленина,1	ЗЕВС 341	022107	-	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2012	30	CH2		
	ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-СМС промбаза РБУ	СЭТ4-1/1	028601	-	-	-	600/5	-	-	120	-	-	309	CH2		
22	<b>ЧЛ Рыжков А.С.</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 ВРУ-0.4 стр.пл.ИЖД пр-	СА4-518	002808	-	-	1	-	-	1	-	-	-	ЧЛ Рыжков А.С.	HH
23	<b>ООО НН</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 ВРУ-0,4 м-н "Лидер"(день-ночь)	СОЭ-55	424266	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2011	-	ООО НН	HH
	ПС Тихая	яч.16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 м-н "Люкс"	СЭТ-4	001802	-	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	10			
24	<b>ГСЭК "Автодорожник"</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ВРУ-0.4 ГСЭК "Автодорожник" (день-ночь)	KNUM-2023	7200125189	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2008	100	ГСЭК "Автодорожник"	CH2
25	<b>НУЗ Линейная больница</b>		ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ВРУ-0,4 стационар	Меркурий 230 АМ-03	13642439	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	65	НУЗ Линейная больница	CH2
	ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ЩУ рентгенкабинет	САЧУ-И672М	285853	-	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2010	40			
	ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 ЩУ поликлиника	Меркурий 230 АМ-03	13144854	-	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2012	-			
26	<b>Северная база комплектации</b>		ПС Тихая	яч №29ф. 19	КТП-СБК РУ-0.4 промбаза	KNUM-2023	7200124869	-	-	400/5	-	-	80	-	3кв.2008	200	СБК	CH2
27	<b>ООО "Спецстрой РПБМ"</b>		ПС Тихая	яч.№ 29ф. 17	КТП-СРПБМ РУ-0.4 промбаза	Энергомера-ЦЭ 68038	9359024005897	-	-	400/5	-	-	80	-	4кв.2009	350	ООО "Спецстрой РПБМ"	CH2
28	<b>ИП Денисенко О.А.</b>		ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 ВРУ-0.4 парикмахерская	СЕ 102 R5 145 ОК	007495061010292	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	3	ИП Денисенко О.А.	HH
29	<b>ООО ЧОП "Спектрконтроль"</b>		ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 ВРУ-0.4 офис	СЭТ4-1	27157	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	10	ООО ЧОП "Спектрконтроль"	HH
30	<b>ОАО Мобильные ТелеСистемы</b>		ПС Тихая	ф. 4	КТП-23 ВРУ-0.4 база сотовой связи	СЭТ4-1М	637133	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	10	ОАО Мобильные ТелеСистемы	CH2

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ	TH									
1	2	3	4	5	6	6	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2012	35	ООО КАМО	12
31	ООО КАМО															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ВРУ-0,4	Меркурий 230АМ-03	11788576	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2012	35	ООО КАМО	CH2	
32	Православный храм															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-3Г ВРУ-0,4 храм	Меркурий 230 АМ-01	12423819	-	-	1	-	-	1	-	2в.2012	10	Православный храм	НН	
33	ООО "Строймонтаж"															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 ВРУ-0,4 промбаза	СЭТ4-1/1	028587	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2011	-	ООО "Строймонтаж"	CH2	
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ВРУ-0,4 офис	ЦЭ 6803 ВМ	009072060001773	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2012	10		CH2	
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ВРУ-0,4 овощехранилище	СЭТ4-1/2	065956	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2014	10		CH2	
34	ООО "Раяна"															
ПС Тихая	ф. 4	ТП-2П ВРУ-0,4 кафе	СЭТ4-1/1	024855	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2012	15	ООО "Раяна"	CH2	
35	"Спецсервис плюс"															
ПС Тихая	ф. 4	КТП- 25 РП-0,4 маг."Роза"	СЭТ 4-1/2	041581	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	-	Спецсервис плюс	НН	
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-18 РП-0,4 маг."1000 мелочей"	ЦЭ 6803 В	009026050016390	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	-		НН	
36	ИП Почкилов Н.М.															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 ЩУ-0,4 маг."Моторика"	СО-505	214054	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2005	4	ИП Почкилов Н.М.	НН	
37	ИП Галкин В.Ю.															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ВРУ-0,4 маг."К чаю"	СО-ЭЭ6706	511325	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	4	ИП Галкин В.Ю.	НН	
38	ЧЛ Далаляян Л.С.															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ВРУ-0,4 частная баня	ЦЭ680761М-1	34949	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	3	Владелец част.бани	НН	
39	Юнусов А.М.															
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ВРУ-0,4 частная баня	СО-51ПК	0024059	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	3	Владелец част.гар.и бани	НН	
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ВРУ-0,4 гараж	СО-51ПК	293219	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	3	Владелец част.гар.и бани	НН	
40	ИП Ситникова М.В.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 парикмахерская	СА4-И672М	796275	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	3	ИП Ситникова М.В.	НН	
41	Адвокат Крылова О.Г.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 адвокатский кабинет	СЕ-101	007791051037395	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	2	Адвокат Крылова О.Г.	НН	
42	ИП Никитчук О.С.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 магазин "Твое"	СЕ-101 25 145М6	007791059005239	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	2	ИП Никитчук О.С.	НН	
43	ИП Шнайдер О.В.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 СПА-салон	Меркурий 230 АМ-01	13653381	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	10	ИП Шнайдер О.В.	НН	
44	ИП Меньшикова С.В.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 кабинет №3	Нева 103 1 S0	066593	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2012	4	ИП Меньшикова С.В.	НН	
45	ИП Михайленко М.Н.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 фотосалон	Энергомера СЕ100	007791051037676	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	4	ИП Михайленко М.Н.	НН	
46	ИП Кораблина															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 офис	Энергомера СЕ101	007791064025405	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	4	ИП Кораблина	НН	
47	ИП Шишкова Н.П.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ЩУ-0,4 мастерская по	Меркурий 200.02	08808258	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2011	4	ИП Шишкова Н.П.	НН	
48	ИП Шуляка Н.А.															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 ВРУ-0,4 маг."Автозапчасти"	Меркурий 230 АМ-02	13657157	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	6	ИП Шуляка Н.А.	НН	
49	ООО "Ямалвторсервис"															
ПС Тихая	яч. 1.7.8 ф. 7	ТП-17 РУ-0,4 стр.площадка произ.базы	Меркурий 230 ART-03 CN	15720497	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	60	ООО "Ямалвторсервис"	CH2	

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12	
50	ООО Энергосервис													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-23 ВРУ-0.4 общежитие	Меркурий-230-АМ-03	12458107	-	-	100/5	-	-	20	-	3 кв.2012	20	ООО Энергосервис
51	ООО "Екатеринбург-2000"													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-24 ВРУ-0.4 базовая станция сотовой связи	CE-303 R33 746-JAZ	009114059000225	-	-	100/5	-	-	20	-	3 кв.2012	6	ООО "Екатеринбург- 2000"
52	ЧЛ Норец В.Н.													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-Депо ВРУ-0.4 част.гараж	СОИ-6106	17491	-	-	100/5	-	-	20	-	1 кв.2008	-	Владелец част.гаража
53	ИП Гудкова В.Ф.													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-22 ВРУ-0.4	Меркурий 230 АМ-02	8248254	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2010	13	ИП Гудкова В.Ф.
54	ООО "СеверАвтоСтройТранс"													
	ПС Тихая ф. 4	КТП-25 РУ-0.4 автодром	Меркурий 230 АМ	2686203	-	-	1	-	-	1	-	4 кв.2008	12	ООО "СеверАвтоСтройТра- нс"
55	Местная мусульманская религиозная орг-ция "ИХСАН"													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-7 ЩУ-0.4 молит.дом	СО-ЭЭ6706	53571704	-	-	1	-	-	1	-	4 кв.2004	2	ор-ция "ИХСАН"
56	ИП Дягтерев И.М.													
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 маг."Буран"	Меркурий 230 ART-01	13024444	-	-	1	-	-	1	-	2 кв.2013г.	2	
	ПС Тихая яч. 16, ф. 6	КТП-17 ВРУ-0.4 маг."Буран-"	Меркурий 230 АМ-01	15050683	-	-	1	-	-	1	-	2 кв.2013г.	-	
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-5 ЩУ-0.4 незаверш.стр-	СОЭ-55	975020	-	-	1	-	-	1	-	2 кв.2010	4	
57	ИП Пуздрач И.С.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 маг."Майдодыр"	Меркурий 201.5	16586731	-	-	1	-	-	1	-	3 кв.2013	602	
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 ВРУ-0.4 маг."Цветы"	Меркурий 230 АМ-02	16768160	-	-	1	-	-	1	-	3 кв.2013	9	
58	ООО "Ямал-Газ-Провод"													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 ВРУ-0.4 крытый рынок	СЭТ4-1/1	024766	-	-	100/5	-	-	20	-	3 кв.2012	50	ООО "Ямал-Газ- Провод"
59	ИП Файзуллаева Д.А.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 маг."Миг"	Меркурий230АМ-02	10705452	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2012	4	ИП Файзуллаева Д.А.
60	ООО "Миг"													
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-1 ВРУ-0.4 склад "Миг"	Меркурий230АМ-02	03893110	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2010	12	ООО "Миг"
61	ООО Северянка													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 маг."Северянка"	СА4-И678	547765	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2012	25	
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 маг."Мой дом"	СОЭ-52/60-41III	699239	-	-	1	-	-	1	-	2 кв.2013г.	5,6	
62	ИП Тафратов К.В.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-7 ВРУ-0.4 маг."Рыболов"	СО-505	169069	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2010	9	ИП Тафратов К.В.
63	ИП Шевчик Т.В.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-7 ВРУ-0.4 маг."Норд"	СО-505	169069	-	-	1	-	-	1	-	1 кв.2006	10	ИП Шевчик Т.В.
64	ИП Пильщикова Н.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-4 ВРУ-0.4 маг."Ост.павильон"	СКАТ 101 Э/1-3ШР1	3000011438	-	-	1	-	-	1	-	2 кв.2013	10	ИП Пильщикова Н.
65	Отделение сбербанка													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-4 ВРУ-0.4 сбербанк	Меркурий 201.2	08986284	-	-	1	-	-	1	-	4 кв.2011	4	Отделение сбербанка

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	7		8	8	9	10	11	12
66	Почта													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 ВРУ-0.4 почта	Меркурий 230 АМ-02	13643443	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	4	Почта
67	ООО "Барвинок"													
	ПС Тихая яч.6 ф. 6	ТП-2 ВРУ-0.4 аптечный киоск	СТЭ-561/П50-1-4М-К1	616168	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	9	ООО "Барвинок"
68	Полюшкин А.И.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-7 ВРУ-0.4 частн.гараж	Меркурий 201.5	12290335	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2012	6	Владелец част.гаража
69	Брикса А.М.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 част.гараж	Гранит-1	0723317	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2007	2	Владелец част.гаража
70	Вагапов А.И.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 част.гараж	ЦЭ 6807 Б1-А	015951	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2012	2	Владелец част.гаража
71	Гладкий Г.Н.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 ВРУ-0.4 ГЭК "Пур"	СА4У-И672М	031844706	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2008	70	Гладкий Г.Н.
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 ВРУ-0.4 сауна "Три Богатыря"	ЦЭ 6803В	011075071003443	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2013	70	
72	ООО "Паритет"													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-7 РУ-0.4 промбаза	Меркурий-230 АМ-03	14264456	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	9	ООО "Паритет"
73	ООО "ЯмалАвтоСпецВодТранс"													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 РУ-0.4 промбаза (день-ночь)	Меркурий 230 ART-02 CN	19478820	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2014г.	15	ООО "ЯмалАвтоСпецВодТранс"
74	ИП Агаев З.Д.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-8 ВРУ-0.4 м-н "Витамин"	СЭТ4-1	025641	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	10	ИП Агаев З.Д.
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-8 ВРУ-0.4 м-н "Витамин"	ЦЭ 6807 Б1-А	004688	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2011	-	
75	ГСК"АУДИ"													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 РУ-0.4 ГСК (день-ночь)	Меркурий 230	04425777	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2009	300	ГСК"АУДИ"
76	ООО Каштан													
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 маг."Каштан"	Меркурий 230АМ-02	10705445	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	-	ООО Каштан
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4	Меркурий 230АМ-02	10695869	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	-	
	ПС Тихая яч. 13 ф. 10	КТП- 6 ВРУ-0.4 остан.комп-с	ЦЭ6803В	007882025008612	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	-	
77	Дубинин А.И.													
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-1 част.гараж	СО-505	182137	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2007	2	Владелец част.гаража
78	ООО "Стандарт"													
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 баня	СЭТ4-1/1	043132	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2013	30	ООО "Стандарт"
	ПС Тихая яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-1 ВРУ-0.4 Контора	Меркурий230АМ-02	5581717	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2011	8	
	ПС Тихая яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 Ж.дом	Меркурий230АМ-02	5511830	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	6	
	ПС Тихая яч. 1.7.8 ф. 7	КТП-18 ВРУ-0.4 гараж	ЦЭ2727У	33612809	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	6	
79	Городская станция по борьбе с болезнями животных г. Н. Уренгой													
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4 ветлечебница	СО-505	272997	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2003	-	Гор. станц-я по борьбе с болезнями жив-х г. Н. Уренгой

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH								
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	8	9	10	11	12	
80	<b>ООО "Межрегиональная корпорация"</b>														
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4	ЗЕВС 341	022104	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2012	15	ООО	НН
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	КТП-17 ВРУ-0.4	СЭТ4-1/1	062066	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	49	"Межрегиональная	НН
81	<b>ИП Ремизов А.П.</b>														
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 РУ-0.4 маг."Интерьер"	Меркурий 230 ART-03	14966197	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2013	63	ИП Ремизов А.П.	СН2
82	<b>Брык В.М.</b>														
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	ТП-18 ВРУ-0.4 вагон-гараж	СО-505	043876	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2004	4	Владелец част.гаража	НН
83	<b>Райлян В.В.</b>														
	ПС Тихая яч. 1, 7, 8 ф. 7	ТП-18 ВРУ-0.4 вагон-гараж	СОИБМ3	46767	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2004	4	Владелец част.гаража	НН
84	<b>ООО "Ямалпродторг"</b>														
	ПС Тихая яч. 13 ф. 7	КТП- 6 ВРУ-0.4 маг."Берег"(день-ночь)	Меркурий 230 ART-02	11063121	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	9	ООО "Ямалпродторг"	НН
85	<b>ИП Цюзь Ю.И.</b>														
	ПС Тихая ф. 7	КТП-6 ВРУ-0.4 маг."Наш дом" день-ночь	Меркурий-230 ART-01CN	13550981	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	9	ИП Цюзь Ю.И.	НН
86	<b>ООО "Антонианна"</b>														
	ПС Тихая яч. 13 ф. 7	КТП-6 маг."Уманчанка"	СЭТ4-1/2	027951	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	7	ООО "Антонианна"	НН
87	<b>ИП Нестеренко И.В.</b>														
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 РУ-0.4 СТО	Меркурий230AM-03	3787396	-	-	150/5	-	-	30	-	3кв.2009	50	ИП Нестеренко И.В.	СН2
88	<b>ООО "Плавстройотряд-40"</b>														
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-6 РУ-0.4 промбаза	Каскад 310-МТ 3-132-RF 433	1100812018824	-	-	250/5	-	-	50	-	3кв.2012	150	ООО "ПСО-40"	СН2
89	<b>ИП Маминов М.У.</b>														
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 ВРУ-0.4 маг."Снежинка"	Меркурий230AM-01	5468336	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	15	ИП Маминов М.У.	СН2
90	<b>ИП Грабовская Г.А.</b>														
	ПС Тихая яч. 13 ф. 7	КТП-6 ВРУ-0.4 маг."Водолей"	СТЭ-561	123046	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2008	8	ИП Грабовская Г.А.	НН
91	<b>Головчук В.М.</b>														
	ПС Тихая яч. 13 ф. 6	КТП-1 ВРУ-0.4 част.гараж	НЕВА 306 ISO	004633	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	2	Владелец част.гаража	НН
92	<b>Полторанин В.А.</b>														
	ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-Полторанин РУ-0.4 пром.гараж	Меркурий 230 ART-03	13199278	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2013	35	Полторанин В.А.	НН
93	<b>ООО "ПромТранс+"</b>														
	ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 промбаза	Меркурий 230	10703379	-	-	250/5	-	-	50	-	1кв.2012	37	ООО "ПромТранс+"	СН2
94	<b>ООО "Изумруд"</b>														
	ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-"Изумруд" РУ-0.4 промбаза	Меркурий 230 AM-03	13133793	-	-	400/5	-	-	80	-	4кв.2012	400	ООО "Изумруд"	СН2
95	<b>Туковский В.И.</b>														
	ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.баня	СО-505	803105	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2005	2	Туковский В.И.	НН
	ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	СО-505	791172	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2005	2	Туковский В.И.	НН
96	<b>ИП Григорян М.А</b>														
	ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 маг."Триумф"	-	373033	-	-	1	-	-	1	-	РО Газель бизнес	-	ИП Григорян М.А	НН
97	<b>ИП Кравцова Е.В.</b>														

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH								
1	2	3	4	5	6	6	7			8	8	9	10	11	12
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 маг."Армадер"	СОЭ--5/50-Т	11059	-	-	1	-	-	-	1	-	2кв.2008	-	ИП Кравцова Е.В.	НН
98 Мухаметчин Т.Т															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	Меркурий 201-5	16646637	-	-	1	-	-	-	1	-	3кв.2013	2	Владелец част.гаража	НН
99 Галков С.А.															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	ЦЭ 6807 Б1-А	006409	-	-	1	-	-	-	1	-	3кв.2011	2	Владелец част.гаража	НН
100 Болдарев С.В															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	СО-505	842997	-	-	1	-	-	-	1	-	-	2	Владелец част.гаража	НН
101 Юрьев А.В.															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	ЦЭ 2726-12	083511712	-	-	1	-	-	-	1	-	3кв.2012	2	Владелец част.гаража	НН
102 Домненко С.Я.															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	СО-505	091337	-	-	1	-	-	-	1	-	3кв.2005	2	Владелец част.гаража	НН
103 Кожевников В.В.															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	СО-505	776966	-	-	1	-	-	-	1	-	4кв.2005	2	Владелец част.гаража	НН
104 Тютин А.А.															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 част.гараж	ЦЭ 2726-12	039781111	-	-	1	-	-	-	1	-	3кв.2011	2	Владелец част.гаража	НН
105 ОАО "Уренгойдорстрой"															
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 контора	Меркурий 230ART-02	9906187	-	-	1	-	-	-	1	-	4кв.2011	-	ОАО "УДС"	НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 столярный цех	Меркурий 230	1871593	-	-	1	-	-	-	1	-	2кв.2008	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 ГСМ	Меркурий 230AM-02	10702401	-	-	1	-	-	-	1	-	1кв.2012	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 теплый бокс	Меркурий 230AM-02	10695801	-	-	1	-	-	-	1	-	1кв.2012	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 гараж л/а	-	208377	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 РММ	Меркурий-230 APT-03 CN	09910939	-	-	400/5	-	-	-	80	-	1кв.2012	21,8		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 склад РММ	Меркурий 230AM-02	10701628	-	-	1	-	-	-	1	-	1кв.2012	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 ВРУ-0.4 диспетчерская I ввод	Меркурий 230AM-02	10695881	-	-	1	-	-	-	1	-	1кв.2012	2		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-26 РП-0.4 диспетчерская 2 ввод	Меркурий-230 APT-03 CN	11062237	-	-	1	-	-	-	1	-	1кв.2012	-		НН
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТПН-10/0,4-400 промбаза	Меркурий 230-APT-03	9914680	-	-	600/5	-	-	-	120	-	1 кв.2012	120		CH-2
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТПН-10/0,4-630 промбаза	Меркурий 230AM-03	10716756	-	-	1000/5	-	-	-	200	-	1 кв.2012	200		CH-2
106 ООО Трансстройлогистика"															
ПС Тихая ф.4	КТП -23 Общежитие ул.Юности	Меркурий 230AM-03	2647022	-	-	150/5	-	-	-	130	-	3кв.2008	50	ООО Трансстройлогистика"	НН
107 ТФ "МО-93"															
ПС-110/10 "Тихая", яч.25, ф.15	ТПН-10/0,4-250 РУ-0.4 промбаз	Меркурий 230AM	2672927	-	-	400/5	-	-	-	80	-	3 кв.2008	250	ТФ "МО-93"	CH-2

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ	TH	8	9	10						
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12			
108	ООО "Миал"	ПС-110/10 "Тихая", яч.25, ф.15	ТПН-10/0,4-160 РУ-0.4 промбаз	Меркурий 230 АМ-03	14890751	-	-	250/5	-	-	50	-	2 кв.2008	100	ООО "Миал"	СН-2
109	ООО "Диалог+"	ПС-110/10 "Тихая", яч.25, ф.15	I-26 ВРУ-0.4 Магазин "Продукт"	Энергомера СЕ-301	008841025000706	-	-	1	-	-	1	-	3 кв.2009	15	ООО "Диалог+"	НН
110	Объекты МУП "УГХ"	ПС Тихая яч.20,16 ф.7	КТП-6 ВРУ-0.4 Администрация	Меркурий-230АМ-03	13508620	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	6	МУП "УГХ"	НН
	ПС Тихая яч.7 ф.1,2	ПП-10 ВРУ-0.4 Бухгалтерия ц.эт.пр.Мира д.26	СО-505	864798	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	4	НН		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	ТП-5 ВРУ-0.4 Баня	ЦЭ 680 ЗМ	9130025019030	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2009	8	НН		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	КТП-9 ВРУ-0.4 Стояночный бокс	Меркурий 230 ART-02CN	13508610	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	6	НН		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	КТП-7 ВРУ-0.4 Столярный цех	Меркурий 230 АМ-03	09912441	-	-	150/5	-	-	30	-	3кв.2011	5	СН2		
	ПС Тихая ф.4	КТП-Депо ВРУ-0.4 Общежитие ул.Пахатова д.1А	Меркурий-230ART-02 CN	11063119	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	10	НН		
	ПС Тихая ф.4	КТП-Депо ВРУ-0.4 Общежитие ул.Пахатова д.1А	Меркурий-230ART-01 CN	13508618	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	-	НН		
	ПС Тихая ф.4	КТП-24 ВРУ-0.4 Общежитие	СА4 И678	013014007	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2007	15	НН		
	ПС Тихая ф.15	КТП-26 ВРУ-0.4 Общежитие	Меркурий-230АМ-02	3864295	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	10	НН		
	ПС Тихая ф.6	ТП-5 ВРУ-0.4 Общежитие	СА4-5001	184566	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2008	6	НН		
	ПС Тихая ф.6	КТП-7 ВРУ-0.4 Общежитие	Меркурий-230 АМ-03	10720276	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2012	15	НН		
111	Объекты ОАО "Уренгойтеплогенерация"	ПС Тихая яч.21 ф.11	ПС Тихая ф.11 Котельная-15	СЭТ4-ТМ020	03020036	-	ТВК-10-0.5/P	200/5	НАМИ-10	10000/100	4000	-	1кв.2002	1400	ОАО "УТГ"	СН2
	ПС Тихая яч.22 ф.12	ПС Тихая ф.12 Котельная-15	СЭТ4-ТМ020	08051838	-	ТВК-10-0.5/P	150/5	НАМИ-10	10000/100	3000	-	2кв.2008		СН2		
	ПС Тихая яч.7 ф.1,2	ТП-33 ВРУ-0.4 ЦТП-1К 1ввод	Меркурий 230 ART 03	13098020	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2012	75	СН2		
	ПС Тихая яч.7 ф.1,2	ТП-33 РУ-0.4 ЦТП-1К 2ввод	Меркурий 230 АМ-03	14934398	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2013	-	СН2		
	ПС Тихая яч.20,16 ф.7	КТП-6 ВРУ-0.4 ЦТП-2К	Меркурий 230 ART 03	13097980	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	60	СН2		
	ПС Тихая яч.16 ф. 6	КТП-7 ВРУ-0.4 ЦТП-3К	Меркурий 230 ART 03	13088279	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	40	СН2		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	КТП-8 ВРУ-0.4 ЦТП-4К	Меркурий 230 ART 03	13098099	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	40	СН2		
	ПС Тихая яч.17 ф.7	КТП-17 РУ-0.4 ЦТП-5К, ЦТП-6К	Меркурий 230 ART	13098310	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2012	80	СН2		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	ТП-5 Участок теплосетей	Меркурий 230 ART	13098009	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	20	СН2		
	ПС Тихая яч.16 ф.6	КТП-9 ВРУ-0.4 КНС-2	Меркурий 230 ART-03 PQCSI	11196559	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	10	СН2		
	ПС Тихая яч.25 ф.15	КТП-26 Котельная-18 КТП-962	Меркурий 230 ART 03	13097987	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	86	СН2		
	ПС Тихая яч.25 ф.15	КТП-26 Котельная-18 КТП-962	Меркурий 230 ART 03	13098183	-	-	300/5	-	-	60	-	4кв.2012	-	СН2		
	ПС Тихая яч. 4 ф.4	КТП-23 ВРУ-0.4 ЦТП-7 в	Меркурий 230 ART 03	13098008	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	75	СН2		
	ПС Тихая яч. 4 ф.4	КТП-24 ВРУ-0.4 ЦТП-8	Меркурий 230 ART 03	13098299	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	85	СН2		
	ПС-110/6 "Глубокая" яч.6	КТПН-400 Котельная-17 СГБ	Меркурий 230 ART 03	13098289	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2012	90	СН2		
	ПС-110/6 "Глубокая" яч.6	КТПН-400 Скважина СГБ	Меркурий 230 ART 03	13047260	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	5	СН2		
	ПС Тихая яч. 4 ф.4	КТП-22 РУ-0.4 Подпиточный	Меркурий 230 ART 03	13098264	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	37	СН2		
112	Объекты ОАО "Уренгойводоканал"	ПС Тихая яч.26 ф. 16	КТП-12 РУ-0.4 СОВ-2	Меркурий 230 AR O3 CL	4451681	-	-	1000/5	-	-	200	-	3кв.2009	1260	ОАО "УВК"	CH2
	ПС Тихая яч.27 ф.17	КТП-14 РУ-0.4 СОВ-2	Меркурий 230 AR O3 CL	4451709	-	-	1000/5	-	-	200	-	3кв.2009	-	CH2		
	ПС Тихая яч.29 ф.19	КТП-29 РУ-0.4 КОС-2	KNUM 2023	7200125667	-	-	400/5	-	-	80	-	2кв.2008	1030	CH2		
	ПС Тихая яч.30 ф. 20	КТП-30 РУ-0.4 КОС-2	KNUM 2023	7200124914	-	-	400/5	-	-	80	-	2кв.2008	-	CH2		
113	Объекты УМХ															

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ		TH							
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12		
ПС 110/6 "Глубокая"	КТПН-250 "Поселок" ул.осв.	Меркурий 230AM-02	05625433	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2011	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.3 ф.6	ТП-2 ул.осв.УМИАТ	-	475259	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	CH-2
ПС-110/10 "Тихая", яч.3 ф.6	ТП-5 ул.осв.уч-ка ТП-5	СО-505	867452	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	-	-	-	CH-2
ПС-110/10 "Тихая", яч.3 ф.6	КТП-4 ул.осв.ул.Портовая	Энергомера СЕ101	007791025004202	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	-	-	-	CH-2
ПС-110/10 "Тихая", яч.3 ф.6	КТП-7 ул.осв.МК-5	Энергомера СЕ101	007791025017292	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2009	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", без яч., опора №5 ф.6	КТП-8 ул.осв.МК-21	СО-505	171019	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч. в подвале ф.1	ТП-21 ул.осв.Пушкинская	Меркурий 230ART-02CN	8220764	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2011	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.4 ф.1	ТП-10 ул.осв.пр.Мира д.22,	СА4-И678	227967	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2007	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.щитовая ф.1	ТП-33 ул.осв.пр.Мира д.28	СО-505	865270	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2005	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.щитовая ф.1	ТП-33 ул.осв.пр.Мира д.28	СО-505	164997	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.щитовая №2 ф.1	ТП-21 ул.осв.пр.Мира д.49	СО-505	865408	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2005	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", яч.щитовая №1 ф.1	ТП-33 ул.осв.пр.Мира д.32	СО-505	865186	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2006	-	-	-	НН
ЯЖДК, без яч., опора №5 ф.4	КТП-22 ул.осв.п.Путерьем	СО-505	870490	-	-	50/5	-	-	10	-	2кв.2005	-	-	-	НН
ЯЖДК, без яч., опора №5 ф.4	КТП-24 ул.осв.п.Горем	СО-505	838666	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ЯЖДК, без яч., опора №5 ф.4	КТП-25 ул.осв.п.Горем	СО-505	840316	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", без яч., опора №2 ф.15	КТП-26 ул.осв.уч-ка КТП-962	СО-505	171290	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", без яч., опора №3 ф.7	КТП-17 ул.осв.п.СМП 1ввод	СО-505	867831	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", без яч., опора №3 ф.7	КТП-17 ул.осв.п.СМП 2ввод	Меркурий 201.6	6810625	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	-	-	-	НН
ПС-110/10 "Тихая", без яч., опора №3/5 ф.7	КТП-6 ул.осв.ул.Пуровская	СО-505	842555	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2008	-	-	-	НН
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	Муз.школа ул.Пушкинская д-ц	Меркурий230ART-01M	13161852	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	-	-	-	НН
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	СШ №6 пр.Мира	Меркурий230ART-03M	13195851	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	250	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	СШ №6 пр.Мира	Меркурий230ART-03M	13195827	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	-	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	СШ №6 пр.Мира	Меркурий230ART-03M	13195801	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	-	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	СШ №6 пр.Мира	Меркурий230ART-03M	13195808	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	-	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 д/с "Аист"	Меркурий230ART-03M	13195849	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	60	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 д/с "Аист"	Меркурий230ART-03M	15579599	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	-	-	-	CH2
ПС Тихая яч7.8, ф. 1.2	Библиотека. Дом творчества	потребление по форме №2										15			НН
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 д/с "Солнышко"	Меркурий230ART-01M	13161534	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	31	-	-	НН
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-5 д/с "Солнышко"	Меркурий230ART-03M	13195819	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2013	-	-	-	НН
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-8 д/с "Олененок"	Меркурий230 AM-03	005590451	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2011	24	-	-	НН
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-4 ТП Администрации	Меркурий230ART-03M	13199286	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	40	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-2 д/с "Солнышко"	Меркурий230ART-03M	13199297	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2013	60	-	-	CH2
ПС Тихая яч. 25 ф. 15	КТП-962 д/с "Лесная сказка"	Меркурий230ART-03M	15579471	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	45	-	-	НН
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-4 муз.школа в КДЦ	потребление по форме №2										-			CH2
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	КТП-4 ФилиалСДСЮСШ	потребление по форме №2										-			CH2
114 КДЦ															
ПС Тихая яч. 16 ф. 6	ТП-4 КДЦ	Меркурий230ART-03 PQRSIDN	17643723	-	-	400/5	-	-	80	-	1кв.2014	45	-	-	КДЦ
ПС Тихая яч.7,8 ф. 1,2	ТП-10 КДЦ ц.эт.пр.Мира,26	Меркурий230ART-02M	13102513	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	2	-	-	НН
115 МК "Норд"															
ПС Тихая яч.7,8 ф. 1,2	ТП-10 клуб"Норд" ц.эт.д.26	Меркурий230AM-01	09821169	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2011	2	-	-	МК "Норд"
116 ОАО"ЯЖДК"															
ПС Тихая ф. 4	КТП-24 контора НГЧ	Меркурий 230 ART-02	13537162	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	16	-	-	НН

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ		TH								
1	2	3	4	5	6	6	-	1	-	1	-	3кв.2013	16	-	12	
ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 контора Путеврем	Меркурий 230 ART-02	14774098	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	2	НН		
ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 проходная АТП резерв	Меркурий 230 ART-02	14772404	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	9	НН		
ПС Тихая	ф. 7	КТП-18 АТС СМП	Меркурий 230 ART-02	14773091	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	83	-		
ПС Тихая	ф. 7	КТП-17 база ЯЖДК	ТРИО	026373009	-	-	150/5	-	-	30	-	3кв.2009	15	НН		
ПС Тихая	ф. 7	КТП-19 помещение для локомот.бригад	Меркурий 230 ART-02	14774076	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	-	НН		
117	<b>ЗАО "Уренгойгидромеханизация"</b>															
ПС Тихая	яч.16 ф.6	КТП1-УГМ (промбаза УГМ)	Меркурий 230 ART-03	14903662	-	ТШ-0,66 У3	600/5	-	-	120	-	1кв.2013	600	ЗАО "УГМ"	CH-2	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-4 ВРУ-0.4 Сауна	Меркурий 230 AM-03	1429110	-	TK-20	100/5	-	-	20	-	1кв.2013	35		НН	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-5 ВРУ-0.4 Кафе "Мираж"	Меркурий 230-АРТ	07587908	-	T-0,66 У3	100/5	-	-	20	-	1кв.2011	75,1		НН	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-4 ВРУ-0.4 ИЛК	Меркурий 230 ART-03	18713098	-	TK-20	200/5	-	-	40	-	1кв.2014	40		CH-2	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-5 ВРУ-0,4 Общежитие-100 мест 1ввод	ЦЭ-6803В	851580305245741	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	95		НН	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-5 ВРУ-0,4 общежитие100	ЦЭ-6803В	708570308652539	-	-	-	-	-	1	-	1кв.2007	-		НН	
ПС Тихая	ф.7	КТП-6 Сквер	ЦЭ-6803В	434235	-	-	-	-	-	1	-	1кв.2011	5		НН	
ПС Тихая	яч.16 ф.6	ТП-5 ВРУ-0.4 кафе "Катюша"	Меркурий230-АРТ	05521776	-	-	-	-	-	1	-	4кв.2010	33,1		НН	
118	<b>ОАО "Ростелеком"</b>															
ПС-110/10 "Тихая" ф.1,2	ТП-10 ВРУ-0.4 Уз.Связи (АТС-2000 с перегов.п.) пр.Мира		Меркурий-230 ART-03 RN	15578885	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2013	55	ОАО "Ростелеком"	CH-2	
ПС-110/10 "Тихая" ф.6	ТП-5 ВРУ-0.4 Уз.связи ул.Октябрьская		Меркурий-230 AM-02	16778694	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2013	4,9		CH-2	
119	<b>СДЭС СП Свердловской дирекции ф-л ОАО "РЖД"</b>															
ПС-110/10 "Тихая" ф.1,2	ТП-11 РУ-0.4 РРУ-2		KNUM-2023	7200106289	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2008	10	СДЭС СП Свердловской дирекции ф-л ОАО "РЖД"	CH-2	
120	<b>ООО "Корпорация Ростнефтегаз"</b>															
ПС Тихая	яч.16 ф.6	КТП -Роснефтегаз-630кВА РУ-	Меркурий 230AM	03745267	-	ТШ-0,66 У3	1000 5	-	-	200	-	2 кв. 2009	264	ООО "Корпорация Ростнефтегаз"	CH-2	
ПС Тихая	яч.30 ф.20	КТП -АЗС Роснефтегаз РУ-0.4	KNUM-2023	7200125401	-	-	200/5	-	-	40	-	3кв.2008	30		CH2	
121	<b>Полиция ПОП</b>															
ПС-110/10 "Тихая", яч.16, ф.6	ТП-4 УВД р.Коротчаево		потребление по форме №2										Полиция ПОП		НН	
122	<b>ПЧ -110</b>															
ПС-110/10 "Тихая", яч.16, ф.6	КТП-9 ВРУ-0.4 МТБ		Меркурий230AM-01	12424486	-	-	-	-	-	1	-	2кв.2012	2	ПЧ -110	CH-2	
123	<b>Население р.Коротчаево</b>															
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.22 1ввод д.-н.	KNUM-2023	7200125202	-	-	150/5	-	-	30	-	1кв.2010	-	МУП "УГХ"	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.22 2ввод д.-н.	KNUM-2023	7200125475	-	-	150/5	-	-	30	-	1кв.2010	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.22/3 1ввод д.-н.	Меркурий 230 ART-03 PQCSIGDN	15629585	-	-	300/5	-	-	60	-	3кв.2013	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.22/3 2ввод д.-н.	Меркурий 230 ART-03 PQCSIGDN	13199198	-	-	300/5	-	-	60	-	3кв.2013	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.24	СА4У-И672	626132	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2008	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.26 1ввод	ЦЭ6803ВШ	009130028022137	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2010	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-10 пр.Мира д.26 2ввод	ЦЭ6803ВШ	00913002802219	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2010	-		НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 пр.Мира д.37	СА4У-И672	544861	-	-	150/5	-	-	30	-	1кв.2008	-		НН	

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ		ТН							
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12		
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 пр.Мира д.49 1ввод	САЧ-5001	0184515	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 пр.Мира д.49 2ввод	САЧ-5001	0185765	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 ул.Пушкинская д.1 1ввод	ЦЭ6803ВШ	009130028022292	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2010	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-21 ул.Пушкинская д.1 2ввод	ЦЭ6803ВШ	009130028022205	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2010	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 пр.Мира д.28	Меркурий 230 АМ	03798806	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 пр.Мира д.32 1ввод	САЧ-5001	0183450	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 пр.Мира д.32 2ввод	САЧ-5001	0185309	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 пр.Мира д.32 3ввод	СА4У-И672	006927207	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	ТП-33 пр.Мира д.38		009130028022208	-	-	300/5	-	-	60	-		-	НН	
ПС Тихая	яч. 7.8 ф. 1.2	КТП-11 ул.Норильская д.30	Меркурий 230 АМ-02	16766532	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2013	-	Средл.ж.д.ф-л "РЖД"	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-22 ул.Юности			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-23 ул.Юности			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-23 ул. Путевомовская - все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.Гагарина - все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.Локомотивная - все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.Молодости - все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.Конева- все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.65 лет ВЛКСМ			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-24 ул.Снежная			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ул.Снежная			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ул.Московская - все			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-25 ул.65 лет ВЛКСМ			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	ф. 4	КТП-Депо ул.Пахатова - все дома			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-1 ул.Бамовская д.7,9,10,11			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-1 ул.Ямбургская д.2	сач-5001	0183803	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2009	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-1 ул.Ямбургская д.3	ИПСА4У-И672	011547607	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2010	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.1	СА4У-И672	000530408	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.2	СА4У-И672	012568307	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.3	Меркурий 230 АМ-03	12441875	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2012	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.5	СТЭ-561	036318	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.6	Меркурий 230 АМ-03	12441877	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2012	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.7	СТЭ-561	037861	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-2 ул.Речников д.8	сач-5001	037880	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2008	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Октябрьская			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Октябрьская д.18	СА4У-И672	506569	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2009	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Октябрьская д.19	СА4У-И672	000816308	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2010	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Октябрьская д.20	СА4У-И672	000534408	-	-	200/5	-	-	40	-	3кв.2009	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Октябрьская д.21	сач-5001	0184335	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2009	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	ТП-5 ул.Водников, ул.Тихая -			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-7(МК-5)			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-7(МК-5) ул.60 лет			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-7(МК-5)			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери ЭЭ границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ		TH							
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12		
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-7(МК-5) ул.Рябиновая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-8(МК-21) ул.Коротчаево -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-8(МК-21) ул.Советская-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 16 ф. 6	КТП-8(МК-21) ул.Труда- все	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-6 ул.Энтузиастов,	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-6 ул.Автомобилистов -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-6 ул.Гидростроителей-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-17 ул.Рябиновая	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-17 пл.Ленина д.3,7,8,9,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-17 ул.Тюменская - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-18 пл.Ленина д.2,11,12,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-18 ул.Молозина д.2,3а,4,7,9а	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-18 ул.Спортивная - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 1,7,8 ф. 7	КТП-19 ул.Молозина	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 6 ф.6	КТП-19 ул.Норильская- все дома (кроме дома №30)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 6 ф.6	КТП-19 пер.Киевский - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 6 ф.6	КТП-19 пер.Ждановский - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС Тихая	яч. 25 ф. 15	КТП-26 ул.Западная - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
ПС-110/6 "СГБ"	яч. 6	КТП - Население ул.Геологов -	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
124	<b>За вычетом объемов потребления электрической энергии ТСО ООО "СеверСетьРазвитие"</b>														
ПС Тихая	яч.19	ТП-2*1250 РУ-0,4 (Ввод 1)	Меркурий 230 ART-03 CLN	22679785	0,5S	TTЭ-C	2500/5	-	-	500	8,37	2 кв.2015г.	520	ООО "СеверСетьРазвитие" СН2	
ПС Тихая	яч.19	ТП-2*1250 РУ-0,4 (Ввод 2)	Меркурий 230 ART-03 CLN	22676388	0,5S	TTЭ-C	2500/5	-	-	500	8,37	2 кв.2015г.		ООО "СеверСетьРазвитие" СН2	
ПС Тихая	яч.20	ТП-2*1600 РУ-0,4 (Ввод 1)	Меркурий 230 ART-03 CLN	22661527	0,5S	TTH 125	3000/5	-	-	600	8,37	2 кв.2015г.		ООО "СеверСетьРазвитие" СН2	
ПС Тихая	яч.20	ТП-2*1600 РУ-0,4 (Ввод 2)	Меркурий 230 ART-03 CLN	22679869	0,5S	TTH 125	3000/5	-	-	600	8,37	2 кв.2015г.		ООО "СеверСетьРазвитие" СН2	
<b>Точки отпуска для потребителей АО "ТЭК" (через эл.сети ф-л "УГРЭС" АО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация" - АО "Уренгойгорэлектросеть")</b>															
1	Семикин А.В.														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ВРУ-0.4 ГСК "Ермак"	СА4-И672М	869805	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2009	16,8	ГСК "Ермак"	
2	Мокреев В.Ю.														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ВРУ-0.4 ГСК "Ермак"	СА4-И672М	000392107	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	16,8	ГСК "Ермак"	
3	Чуриков С.А.														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ВРУ-0.4 ГСК "Ермак"	СТЭ561/П100	1005119	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2010	16,8	ГСК "Ермак"	
4	Кохненко Ю.К.														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ВРУ-0.4 ГСК "Ермак"	СЭТ 4-1/2	031160	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	16,8	ГСК "Ермак"	
5	Тармин В.И.														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ВРУ-0.4 ГСК "Ермак"	СА4-И672М	239803	-	-	75/5	-	-	15	-	4кв.2004	16,8	ГСК "Ермак"	
6	ГСК "Зима" - Котов А.В.														
ПС Головная	ф. № 18,12	ТП-2Б 18 ВРУ-0,4 ГСК Зима	Меркурий 230 АМ-01	05566719	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2011	18	ГСК "Зима"	
7	ГСК "Соты"														
ПС Головная	ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0.4 ГСК "Соты"	СА4-И672М	167179	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2011	20	ГСК "Соты"	
9	Понамарев Ю.А.														

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Потери энергии границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	7		8	8	9	10	11	12
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б ВРУ-0,4 част.гараж	СОЭ-52/50-11Ш	562506	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	5	Понамарев Ю.А.
10	ГСК "Лесной"													
ПС Головная	ф. № 12	КТП-ГСК-1 ГСК "Лесной"	Меркурий 230 АМ-01	12423797	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2012	10	ГСК "Лесной"
11	Фадин В.В.													
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 част.гараж	СА4-И678	513369	-	-	1	-	-	1	-	-	5	Фадин В.В.
12	ООО "Дилан"													
ПС Головная	ф. № 24, 12	ТП-1В ВРУ-0,4 маг."Эльдорадо"	Меркурий-230 ART-03CN	1871992514	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2014	28	ООО "Дилан"
13	ИП Шутъ Л.В.													
ПС Головная	ф. № 12 18	ТП-1В ВРУ-0,4 маг."Северянка"	ЦЭ-6807П	007791026006783	-	-	1	-	-	1	-	-	9	ИП Шутъ Л.В.
14	ИП Пронская Н.В.													
ПС Головная	ф. № 12, 24	ТП-1Б ВРУ-0,4 маг.№17	Меркурий-230AM-03	09096764	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2011	30	ИП Пронская Н.В.
15	ИП Телешова													
ПС Головная	ф.12,24	ТП-1Б ВРУ-0,4 пар."Стиль"	ЦЭ 6803ВШ/1	009130026004903	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	10	ИП Телешова
16	ИП Городничина Т.Н.													
ПС Головная	ф.12,24	ТП-1Б ВРУ-0,4 маник.каб."Элегант"	СО-505	842263	-	-	1	-	-	1	-	-	5	ИП Городничина Т.Н.
17	ИП Шеина Н													
ПС Головная	ф.12,24	ТП-1Б ВРУ-0,4 парикмах."Для Вас"	СЕ-101 R5 145 М7	007795051000069	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	5	ИП Шеина Н
18	МАУ МУК "Эврика"													
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 МАУ МУК "Эврика" (теплица)	ИПСА4-И678	526308	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	2	МАУ МУК "Эврика"
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 МАУ МУК "Эврика" (автоklass)	Меркурий 230 АМ-02	15476952	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2013	2	
19	ИП Гаджиев С.Х.													
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 маг."Миля"	СО-505	066028	-	-	1	-	-	1	-	-	7	ИП Гаджиев С.Х.
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 маг."Миля-2"	СО-505	747248	-	-	1	-	-	1	-	-	4	
20	ООО МИГ													
ПС Головная	ф. № 12, 18	ТП-2Б ВРУ-0,4 маг."Ямсовей"	СЭТ-4	025575	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012		ООО МИГ
21	ИП Иванова А.В.													
ПС Головная	ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 маг."Меридиан"	Меркурий 200.02	18373583	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2014	10	ИП Иванова А.В.
ПС Головная	ф. № 12	КТП-21В РУ-0,4 кафе "Меридиан"	ЦЭ6803ВШ/1	009130026004947	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2009	45	
22	ИП Ширинов М.А.													
ПС Головная	ф.№ 12,24	ТП-1В РУ-0,4	Меркурий230	08234991	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2011	30	ИП Ширинов М.А.
23	ИП Балковенко С.Д.													
ПС Головная	ВРУ-0,4	ТП-1Г ВРУ-0,4 маг."Льдинка-1"	СА4-И6104	006627	-	-	1	-	-	1	-	-	15	ИП Балковенко С.Д.
24	ИП Мамедов Г.Б.													
ПС Головная	ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 маг."Анжела"	ЦЭ-6807П	7129022043015	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2009	12	ИП Мамедов Г.Б.
ПС Головная	ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 кафе "Анжела"	Меркурий230AM-03	3948817	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2010	43	
25	ИП Старченко													
ПС Головная	ф. № 24, 12	ТП-1В каб.телеф.	СЭТ1-1	099766	-	-	1	-	-	1	-	-	5	ИП Старченко
ПС Головная	ф. № 24, 12	ТП-1В маг."Суперстрой"	ЦЭ6803	009026051006358	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	8	
ПС Головная	ф. № 24, 12	ТП-1В маг."Неолит"	СА4У-510	012595	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2013	17	
ПС Головная	ф. № 24	КТП-100кВА РУ-0,4 торг.дом "Суперстрой"	Меркурий 230 ART-03	14751448	-	-	150/5	-	-	300	-	2кв.2013	50	
ПС Головная	ф. № 12	ТП-1В РУ-0,4 маг."Суперстрой-2"	ЦЭ6803	009026051006396	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	9,5	

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Погрешность грандажа	Дата поверки	Максимальная мощность кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	7		8	8	9	10	11	12
26	ИП Сойдова Н.													
	ПС Головная ф.24,12	ТП-1В ВРУ-0.4 маг."Виктория"	НЕВА 303 ISD	698581	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	25	ИП Сойдова Н.
27	ИП Бабин В.В.													
	ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1В ВРУ-0.4	СТЭ-560	43551	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	10	ИП Бабин В.В.
28	АК Сберегательный банк РФ													
	ПС Головная ф. № 24, 12	ТП-1В ВРУ-0.4 сбербанк	Меркурий 201.2	08943057	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2011	5	АК Сберегательный банк РФ
29	МУП "Фармация"													
	ПС Головная ф. № 24, 12	ТП-1В ВРУ-0.4 аптека	СО-446М	0712970801586394	-	-	1	-	-	1	-	-	5	МУП "Фармация"
30	ФГУП "Почта России"													
	ПС Головная ф. № 24, 12	ТП-1В ВРУ-0.4 почта	Нева МТ-113	001062	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2011	5	ФГУП "Почта России"
31	ОАО"Ростелеком"													
	ПС Головная ф.24,12	база сотовой связи БС-7131(день-ночь)	СТЭ-560	023156	-	-	1	-	-	1	-	-	5	ОАО"Ростелеком"
32	ОАО"Ростелеком"													
	ПС Головная ф.24,12	АТС в ж.д.3А мкр.Приозерный	Меркурий-230 ART-03 RN	14274141	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	4	ОАО"Ростелеком"
33	ООО"Феликс"													
	ПС Головная ф.13,24	ТП-1А РУ-0.4 стр.площадка ж.дома	Меркурий 230	5554805	-	-	1	-	-	40	-	1кв.2011	150	ООО"Феликс"
34	Ф-л "УГРЭС" ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"													
	ПС Головная ф.13,24	ТП-1А ВРУ-0.4 ж.дом №18 1ввод	ЦЭ2727У	044624711	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2011	50	Ф-л "УГРЭС" ОАО "ИНТЕР РАО-Электрогенерация"
	ПС Головная ф.13,24	ТП-1А ВРУ-0.4 ж.дом №18 2ввод	ЦЭ2727У	044622711	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2011	-	
	ПС Головная ф.13,24	ТП-1А ВРУ-0.4 ж.дом №18 1ввод	ЦЭ2727У	86790712	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2012	50	
	ПС Головная ф.13,24	ТП-1А ВРУ-0.4 ж.дом №18 2ввод	ЦЭ2727У	86124512	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2012	-	
35	ЧЛ Яковлев Р.М.													
	ПС Головная ф-12	ТП-1Г стр.пл.инд. ж.дома №52	СО4-518	11144	-	-	1	-	-	1	-	-	-	ЧЛ Яковлев Р.М.
36	ГСК Восток													
	ПС Головная ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 ГСК "Восток-1"	САТУ-ИТ12	12381	-	-	100/5	-	-	20	-	-	-	ГСК "Восток-1" CH2
	ПС Головная ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 ГСК "Восток-2"	СА4-И678	032950305	-	-	1	-	-	1	-	-	8,5	ГСК "Восток-2" CH2
	ПС Головная ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 ГСК "Восток-3"	Меркурий-230	14285497	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2012	25	ГСК "Восток-3" CH2
	ПС Головная ф. № 12	КТП-21 ВРУ-0,4 ГСК "Восток-4"	Меркурий 230	5482141	-	-	1	-	-	1	-	-	15	ГСК "Восток-4" CH2
	ПС Головная ф. № 12	КТП-21 РУ-0,4 ГСК "Восток-5"	Нева 301 ISO	002203	-	-	1	-	-	1	-	3кв.2012	15	ГСК "Восток-5" CH2
37	ГСК Лада													
	ПС Головная ф. № 19	КТП-ГСК-2 ВРУ-0.4 ГСК "Лада"	Меркурий 230 АМ-02	5583294	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2011	60	ГСК Лада
	ПС Головная ф. № 19	КТП-ГСК-2 ВРУ-0.4 ГСК "Лада"	СА4-И678	024744006	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2006	-	
	ПС Головная ф. № 19	КТП-ГСК-2 ВРУ-0.4 ГСК "Лада"	СТЭ-561	772670	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2010	-	
	ПС Головная ф. № 19	КТП-ГСК-2 ВРУ-0.4 ГСК "Лада"	Меркурий 230 АМ-01	17656325	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2014	-	
38	МУП "УГХ"													
	ПС Головная ф.12,18 ф.12,18	ТП-2Б ВРУ-0.4 ЦТП-3	Меркурий-230 АМ-03	12441896	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	-	МУП "УГХ" CH2

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора						Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ	TH	ТТ	TH	ТТ	TH							
1	2	3	4	5	6	6	-	1	-	-	-	1	-	4кв.2012	3	МАУ МЦ "Норд"	НН	
39	МАУ МЦ "Норд"		ПС Головная яч.12,18 ф.12,18	ТП-2Б ВРУ-0.4 гараж №1	Меркурий 200.02	12758346	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	3			
			ПС Головная яч.12,18 ф.12,18	ТП-2Б ВРУ-0.4 гараж №2	Меркурий 200.02	14629581	-	-	1	-	-	1	-	1кв.2013	3			
40	Объекты ОАО "Уренгойтеплогенерация"		ПС Головная яч.12,18 ф.12,18	ТП-ЦТП-1 ЦТП-1	Меркурий 230АРТ	13098005	-	-	150/5	-	-	30	-	4кв.2012	40	ОАО "УГГ"	CH2	
			ПС Головная яч.12 ф.12	КТП-21 ЦТП-2	Меркурий 230АРТ-03	13098234	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2013	30		CH2	
			ПС Головная яч.13,24 ф.13,24	ТП-1А ЦТП-4	Меркурий 230АРТ-03	13098013	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2012	20		CH2	
41	Объекты ОАО "Уренгойводоканал"		ПС Головная яч.19 ф.19	ТП-КОС КОС-1	САЧ-5001	0183279	-	-	400/5	-	-	80	-	4кв.2005	504	ОАО "УВК"	CH2	
			ПС Головная яч.12 ф.12	ТП-КОС КОС-1	САЧ-5001	0183212	-	-	400/5	-	-	80	-	-	320		CH2	
			ПС Головная яч.18,12 ф.18,12	ТП-ЦТП ВРУ-0.4 ВНС	Меркурий-230	04451815	-	-	300/5	-	-	60	-	2кв.2009	325		CH2	
42	ОАО "УТПП"		ПС 110/6 "Головная", яч.	ТП-2Б ВРУ-0.4 Mag. №5	СА4-5001	0040521	-	-	100/5	-	-	20	-	4кв.2010	26	ОАО "УТПП"	CH-2	
43	Полиция		ПС Головная ф. № 24, 12	ТП-1Б ВРУ-0.4 ТП	-	184276	-	-	1	-	-	-	-	-	-	5	Полиция	НН
44	Объекты УМХ в р.Лимбяха		ПС Головная ф.12,18	ТП ЦТП-1 ул.осв.ЦТП-1	-	352069	-	-	-	-	-	1	-	-	-	УМХ	НН	
			ПС Головная ф. 12	КТП-21 ул.осв.Зеленая	-	0106382	-	-	-	-	-	1	-	-	-			
			ПС Головная ф. №13,24	ТП-1А ул.осв.ЦТП-4	СЕ-301	008841038002828	-	-	-	-	-	1	-	1кв.2011	-			
			ПС Головная ф. № 24, 12	ТП-1Б ул.осв.Приозерный	-	0180322	-	-	-	-	-	20	-	-	-		CH-2	
			ПС Головная ф.12,24	ТП-1Б Тер.подр администрации р.	Меркурий-230ART-03M	13199190	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2013	20		CH2	
			ПС Головная ф.12, 18	ТП-2Б ВРУ-0.4 МБОУ СОШ №9	Меркурий-230ART-03M	13199282	-	-	300/5	-	-	60	-	2кв.2013	110		CH2	
			ПС Головная ф.12, 18	ТП-2Б ВРУ-0.4 МБОУ СОШ №9	Меркурий-230ART-03M	15579416	-	-	300/5	-	-	60	-	2кв.2013	-		CH2	
			ПС Головная ф.13, 12	ТП-1Г ВРУ-0.4 ДШИ №4 (клубальфа)	Меркурий-230ART-03M	13199275	-	-	100/5	-	-	20	-	2кв.2013	21		CH2	
			ПС Головная ф.13, 12	ТП-1Г ВРУ-0.4 ДШИ №4 (центр.дет.туризма)	Меркурий-230ART-03M	13144726	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2013	-		CH2	
			ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1Б ВРУ-0.4 МБДОУ ЦРР д/о "Белоснежка"	Меркурий-230ART-03M	15579382	-	-	200/5	-	-	40	-	2кв.2013	80		CH2	
			ПС Головная ф.12, 24	КТП-12 д/с филиал"Сибирские медведи"в КДЦ	потребление по форме №2								5				CH2	
45	КДЦ "Созвездие"		ЛС Головная ф. 12, 18	КТП-12 ВРУ-0.4 КДЦ	СА4У-И672М	029068607	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2007	25	КДЦ "Созвездие"	CH2	
			ЛС Головная ф. 12, 18	КТП-12 ВРУ-0.4 КДЦ	СА4У-И672М	029068807	-	-	100/5	-	-	20	-	3кв.2007	-		CH2	
46	ГБУЗ ЯНАО"Новоуренгойская ГБ №2"		ПС Головная ф.12, 18	ТП-2Б ВРУ-0.4 Больница	Меркурий-230 ART-02CN	16789579	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2013	12	ГБУЗ ЯНАО"Новоуренгойс	CH2	
			ПС Головная ф.12	КТП-31 ВРУ-0.4 Поликлиника	Меркурий-230 ART-02CN	15571995	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2013	11		НН	
47	Население		ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1А - мкр.Приозерный д.13	САЧУ-И672М	134038	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-	МУП "УГХ"	НН	
			ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1А - мкр.Приозерный д.13-1	САЧ-5001	183169	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-		НН	
			ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1Б - мкр.Приозерный д.8	САЧУ-И672М	12254007	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН	
			ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1Б - мкр.Приозерный д.9	САЧУ-И672М	12562607	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН	
			ПС Головная ф. № 24, 13	ТП-1Б - мкр.Приозерный д.10	САЧУ-И672М	12568307	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН	

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения
						ТТ		TH							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1Б - мкр.Приозерный д.16	САЧ-5001	183786	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2009	-	МУП "УГХ"	НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1Б - мкр.Приозерный д.17	САЧ-5001	185641	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.1	САЧУ-И672М	13074	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.2	САЧУ-И672М	12501507	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.3	САЧУ-И672М	858343	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.3А	САЧУ-И672М	943351	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.4	САЧУ-И672М	180694	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1В - мкр.Приозерный д.5	САЧУ-И672М	522708	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2009	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1Г - мкр.Приозерный д.11	САЧ-5001	183281	-	-	300/5	-	-	60	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1Г - мкр.Приозерный д.11-1	САЧ-5001	40843	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 24, 13	ТП-1Г - мкр.Приозерный д.12	САЧ-5001	180558	-	-	200/5	-	-	40	-	1кв.2008	-		НН
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б - мкр.Надежда д.1	СТЭ 561/П100	1004938	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	-	МКУ "УМХ"	НН
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б - мкр.Надежда д.16	СТЭ 561/П100	1005099	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	-		НН
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б - мкр.Надежда д.18	СТЭ 561/П100	1005111	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	-		НН
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б - мкр.Надежда д.19	СТЭ 561/П100	1005094	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	-		НН
ПС Головная	ф. № 12,18	ТП-2Б - мкр.Надежда д.20	СТЭ 561/П100	1005109	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2010	-		НН
ПС Головная	ф. № 14	КТП-1-14Г - ул.Дальняя д.1А,2А, 3А, 4А	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Головная	ф. № 12,18	КТП-21 - ул.Зеленая (все дома)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
ПС Головная	ф. № 12,18	КТП-12 - ул.Энергостроителей (все дома)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН
48	<b>Объекты УМХ в.п.МО-93</b>														
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 Спортивал	-	14160837	-	-	1	-	-	1	-	-	-	МКУ "УМХ"	CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 Спортивал	-	14160811	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (пищеблок)	-	13195836	-	-	100/5	-	-	20	-	-	80		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (коридор)	-	13101844	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (щитовая)	-	13127738	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (коридор столовой)	-	14160212	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (прачечная)	-	13068645	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4 д/с Рябинка (центр.вход)	-	13102454	-	-	1	-	-	1	-	-	-		CH2
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) Улич.освещение п.МО-93	-	0299518	-	-	1	-	-	1	-	-	5		CH2
49	<b>ГБУЗ ЯНАО "НИГБ"</b>														
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4	Меркурий-230 АМ-02	17637119	-	-	1	-	-	1	п.т.т.	1кв.2014	10	ГБУЗ ЯНАО "НИГБ"	CH2
50	<b>ИП Жалолов А.Ж.</b>														
ПС Головная	ф.20	КТП-1(МО-93) ВРУ-0.4	Меркурий-230 АМ-01	14280570	-	-	1	-	-	1	п.т.т.	1кв.2013	30	ИП Жалолов А.Ж.	CH2
51	<b>ИП Жалолов Ж.Ж.</b>														

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора			Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ	TH								
1	2	3	4	5	6	6		7	8	8	9	10	11	12	
	ПС Головная	ф.20 КТП-1(МО-93) РУ-0.4 Столовая	Меркурий-230 АМ-02	00212639	-	-	1	-	1	-	3кв.2005	70			
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) Опора Пекарня	Меркурий-230 АМ-02	00212639	-	-	1	-	1	-	3кв.2005	50	ИП Жалолов Ж.Ж.	CH2	
52	ИП Калантаров А.А.														
	ПС Головная	ф.20 КТП-1(МО-93) Опора	Меркурий-200-02	13561315	-	-	1	-	1	-	-	5		ИП Калантаров А.А.	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) Опора	Меркурий-200-02	13701047	-	-	1	-	1	-	-	5		CH2	
53	ООО "Фрахт"														
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) РУ-0.4 база	Меркурий-230АМ-03	14282246	-	-	100/5	-	-	20	-	1кв.2013	40	ООО "Фрахт"	
54	ТФ "МО-93" ОАО "Мостострой-11"														
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4	-	002251	-	-	1	-	1	-	-	60		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4	-	009186068000059	-	-	1	-	1	-	-	30		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4	-	025996	-	-	1	-	1	-	-	40		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4	-	0577943	-	-	1	-	1	-	-			CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Гараж	-	61301	-	-	1	-	1	-	-	60		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Офис МО-93	-	532158	-	-	1	-	1	-	-	5		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Гараж	-	08941947-11	-	-	1	-	1	-	-	5		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Баня-	-	45060005	-	-	1	-	1	-	-	10		CH2	
	ПС Головная	ф.20 КТП-3(МО-93) РУ-0.4	-	47259	-	-	1000/5	-	-	200	-	-	200		CH2
55	Физ.лицо Минина Т.В.														
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 произ. бытовой корпус (день-ночь)	Меркурий-230 ART- 03CN	18768926	-	-	1	-	-	1	-	2кв.2014	80	Физ.лицо Минина Т.В.	
56	ОАО "Уренгойтеплогенерация"														
	ПС Головная	ф.20 КТП-2(МО-93) ВРУ-0.4 Котельная старая №16	Меркурий 230 ART-03 PQCSIGDN	13098085	-	-	300/5	-	-	60	-	4кв.2012	40		CH2
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Котельная газовая №16	Меркурий 230 ART-03 PQCSIGDN	13098074	-	-	200/5	-	-	40	-	4кв.2012	109,85	ОАО "Уренгойтеплогенера ция"	CH2
	ПС Головная	ф.20 КТП-4(МО-93) ВРУ-0.4 Скважина	Меркурий 230 ART-03 PQCSIGDN	13047182	-	-	1	-	-	1	-	4кв.2012	5		CH2
57	ООО "Ямбургтранссервис"														
	ПС Головная	ф.20 КТП-160кВА(ЯТС) РУ-0.4 понтонная переправа	Меркурий-230 ART- 03CN	14746064	-	-	150/5	-	-	30	-	2кв.2013	100	ООО "Ямбургтранссервис"	
58	Население п.МО-93														
	ПС Головная	ф.20 КТП-1 ул.Лесная - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-1 ул.Мостостроителей - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-1 ул.Монтажников - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4 ул.Школьная - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4 ул.60 лет Октября - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4 ул.Песчаная - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	
	ПС Головная	ф.20 КТП-4 ул.Республики - все дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НН	

город Новый Уренгой

АО «Тюменьэнерго»

I. Принято из сети АО "Тюменьэнерго"

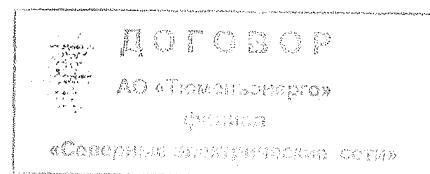
«Северные электрические сети»

№	Центр питания	Место установки средств учета (диспетчерское наименование присоединения)	Тип счетчика	№ счетчика	Класс точности	Тип и коэффициент измерительного трансформатора				Коэффициент ИК	Потери до границы	Дата проверки	Максимальная мощность, кВт	Балансовая принадлежность	Уровень напряжения	
						ТТ	TH	7	8							
1	2	3	4	5	6	6	7	8	8	9	10	11	12			
<b>опосредованно через электрические сети потребителя филиал ЯРЭУ ООО "Газпром добыча Ямбург"</b>																
РТП АЦ [Центр питания]	яч. 10 кВ №4 РП-2 (яч.16)	СЭТ-4ТМ	05031042	0,2	ТПОЛ-10	600/5	ЗЗНОЛ, 0,6	10000/100	12000	-	01.07.2005	филиал ЯРЭУ ООО "Газпром добыча Ямбург"	-	CH2		
	яч. 10 кВ №7 РП-2 (яч.21)	СЭТ-4ТМ	05031074	0,2	ТПОЛ-10	600/5	ЗЗНОЛ, 0,6	10000/100	12000	-	01.07.2005			CH2		
<b>опосредованно через электрические сети ТСО ООО "Газпром трансгаз Сургут"</b>																
ПС-110/6 кВ Звезда	ЗРУ-6 кВ яч. 6 кВ №22 УГЭС	AIR-3-AL-00-T+	01107528	1,0	ТОЛ-10	100/5	-	6000/100	1200	-	01.04.2012	-	ООО "ГТС"	CH2		
<b>опосредованно через электрические сети потребителя АО "Механизация"</b>																
ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	КТП-1000*2-10/0,4 ВРУ-0,4кВ АО "Уренгойгорэлектросеть"	Меркурий 230 AR-03 CL	26098864	0,5s	ТТН-100	2000/5	-	-	400	-	14.04.2016 [10]	АО "Уренгойгорэлектро сеть"	-	CH2		
	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	КТП-1000*2-10/0,4 ВРУ-0,4кВ АО "Уренгойгорэлектросеть"	Меркурий 230 AR-03 CL	26098873	0,5s	ТТН-100	2000/5	-	-	400	-	14.04.2016 [10]		CH2		
<b>Точки поставки (для потребителей АО "ТЭК")</b>																
<b>1. опосредованно через электрические сети потребителя филиал ЯРЭУ ООО "Газпром добыча Ямбург"</b>																
РТП АЦ [Центр питания]	яч. 10 кВ №4 РП-2 (яч.16)	СЭТ-4ТМ	05031042	0,2	ТПОЛ-10	600/5	ЗЗНОЛ, 0,6	10000/100	12000	-	01.07.2005	филиал ЯРЭУ ООО "Газпром добыча Ямбург"	-	CH2		
	яч. 10 кВ №7 РП-2 (яч.21)	СЭТ-4ТМ	05031074	0,2	ТПОЛ-10	600/5	ЗЗНОЛ, 0,6	10000/100	12000	-	01.07.2005			CH2		
<b>2. опосредованно через электрические сети ТСО ООО "Газпром трансгаз Сургут"</b>																
ПС-110/6 кВ Звезда	ЗРУ-6 кВ яч. 6 кВ №22 УГЭС	AIR-3-AL-00-T+	01107528	1,0	ТОЛ-10	100/5	-	6000/100	1200	-	01.04.2012	-	ООО "ГТС"	CH2		
<b>3. опосредованно через электрические сети потребителя АО "Механизация"</b>																
ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	КТП-1000*2-10/0,4 ВРУ-0,4кВ АО "Уренгойгорэлектросеть"	Меркурий 230 AR-03 CL	26098864	0,5s	ТТН-100	2000/5	-	-	400	-	14.04.2016 [10]	АО "Уренгойгорэлектро сеть"	-	CH2		
	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яха	КТП-1000*2-10/0,4 ВРУ-0,4кВ АО "Уренгойгорэлектросеть"	Меркурий 230 AR-03 CL	26098873	0,5s	ТТН-100	2000/5	-	-	400	-	14.04.2016 [10]		CH2		

Заказчик:  
АО "Уренгойгорэлектросеть"  
Генеральный директор

М.П.

Р.Ширинов  
и подписью  
руководителя



/Д.А. Домашний/

Объемы передачи электрической энергии и мощности на 2018 год

Тарифная группа	Уровень напряжения	Единицы измерения	Год	1 полугодие	2 полугодие	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
<b>Всего:</b>																	
Мощность, МВт	ВН	МВт.	46,89361	47,89394	45,89329	60,46924	57,98499	48,79268	46,79146	41,81594	32,40930	28,79092	32,57957	43,36623	48,88408	58,96968	62,76922
	СН2	МВт.	3,85521	4,13496	3,57546	5,55746	5,41527	4,21689	3,88997	3,32028	2,40988	1,84778	2,03611	2,98210	3,59094	5,41123	5,58459
	НН	МВт.	2,47349	2,60310	2,34388	3,29244	3,27541	2,52589	2,48309	2,14316	1,89859	1,64971	1,70188	2,12307	2,36836	2,86710	3,35314
	ИТОГО:	МВт.	53,22231	54,63199	51,81162	69,31914	65,77567	55,53545	53,16452	47,27938	36,17777	32,28842	36,31756	48,47141	54,84339	67,24801	71,10696
Электроэнергия, МВт·ч	ВН	тыс.кВт·ч	328159,32	166230,07	161929,25	35991,29	30688,89	29014,40	26951,88	24888,85	18667,76	17136,36	19391,36	24978,95	29095,81	33966,53	37360,24
	СН2	тыс.кВт·ч	26941,41	14333,88	12607,53	3307,80	2911,25	2509,89	2240,62	1976,23	1388,49	1099,80	1211,89	1717,69	2137,33	3116,87	3323,95
	НН	тыс.кВт·ч	17298,04	9023,39	8274,65	1959,66	1760,86	1503,41	1430,26	1275,61	1093,59	981,91	1012,96	1222,89	1409,65	1651,45	1995,79
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	372398,77	189587,34	182811,43	41258,75	35361,00	33054,70	30622,76	28140,69	21149,44	19218,07	21616,21	27919,53	32642,79	38734,85	42679,98
<i>в том числе:</i>																	
<b>Поступило из сети АО "Тюменьэнерго" (г. Новый Уренгой) ВСЕГО:</b>																	
ВСЕГО Мощность, МВт	ВН	МВт.	46,89361	47,89394	45,89329	60,46924	57,98499	48,79268	46,79146	41,81594	32,40930	28,79092	32,57957	43,36623	48,88408	58,96968	62,76922
	СН2	МВт.	0,60887	0,61202	0,60573	0,83780	0,78153	0,59073	0,56748	0,49913	0,39545	0,37043	0,41435	0,56234	0,59430	0,82007	0,87288
	ИТОГО:	МВт.	47,50248	48,50596	46,49901	61,30704	57,86652	49,38340	47,35894	42,31507	32,80475	29,16135	32,99392	43,92858	49,47839	59,78975	63,64210
	ВСЕГО Электроэнергия, МВт·ч	тыс.кВт·ч	328159,32	166230,07	161929,25	35991,29	30688,89	29014,40	26951,88	24888,85	18667,76	17136,36	19391,36	24978,95	29095,81	33966,53	37360,24
Электроэнергия, МВт·ч	ВН	тыс.кВт·ч	4258,78	2122,14	2136,64	498,66	420,15	351,60	326,87	297,08	227,78	220,48	246,62	323,91	353,73	472,36	519,54
	СН2	тыс.кВт·ч	352418,10	168352,21	164065,89	36489,95	31109,04	29393,00	27278,75	25185,93	18895,54	17356,84	19637,98	25302,86	29449,54	34438,89	37879,78
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	322863,33	161595,18	161268,15	34101,58	30195,53	27960,91	25677,40	24949,90	18708,86	17174,09	19455,87	25068,20	29171,10	34046,41	36352,48
	<i>По точкам поставки, согласно Приложения №1</i>																
<i>По точкам поставки, согласно Приложения №1.1 (передаваемо через сети ТСО ООО "Газпром трансгаз Сургут")</i>																	
Мощность, МВт	ВН	МВт.	0,10611	0,12980	0,08242	0,19357	0,18708	0,14911	0,11471	0,10583	0,02850	0,01702	0,01383	0,02969	0,06841	0,17244	0,19315
	ИТОГО:	МВт.	0,10611	0,12980	0,08242	0,19357	0,18708	0,14911	0,11471	0,10583	0,02850	0,01702	0,01383	0,02969	0,06841	0,17244	0,19315
Электроэнергия, МВт·ч	ВН	тыс.кВт·ч	746,47	450,81	290,46	115,21	100,57	88,75	66,07	62,99	16,42	10,13	8,23	17,10	40,72	99,32	114,96
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	746,47	450,81	290,46	115,21	100,57	88,75	66,07	62,99	16,42	10,13	8,23	17,10	40,72	99,32	114,96
<i>По точкам поставки, согласно Приложения №1.1 (передаваемо через сети потребителя филиал ЯРЭУ ОOO "Газпром добыва Ямбург")</i>																	
Мощность, МВт	ВН	МВт.	0,96438	1,43214	0,29751	3,28427	1,03795	1,91190	2,35333	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1,78508
	ИТОГО:	МВт.	0,96438	1,43214	0,29751	3,28427	1,03795	1,91190	2,35333	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	1,78508
Электроэнергия, МВт·ч	ВН	тыс.кВт·ч	6068,76	5006,28	1062,48	1954,80	558,00	1137,96	1355,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1062,48
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	6068,76	5006,28	1062,48	1954,80	558,00	1137,96	1355,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1062,48
<i>По точке поставки, согласно Приложения №1.1 (передаваемо через сети потребителя АО "Механизатор")</i>																	
Мощность, МВт	ВН	МВт.	0,39224	0,37514	0,40934	0,53488	0,47422	0,34506	0,31208	0,29073	0,29385	0,29002	0,29214	0,37771	0,39940	0,50896	0,58780
	ИТОГО:	МВт.	0,39224	0,37514	0,40934	0,53488	0,47422	0,34506	0,31208	0,29073	0,29385	0,29002	0,29214	0,37771	0,39940	0,50896	0,58780
Электроэнергия, МВт·ч	ВН	тыс.кВт·ч	2745,54	1300,74	1444,80	318,36	254,94	205,38	179,76	173,04	169,26	172,62	173,88	217,56	237,72	293,16	349,86
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	2745,54	1300,74	1444,80	318,36	254,94	205,38	179,76	173,04	169,26	172,62	173,88	217,56	237,72	293,16	349,86
<i>Отпуск из сети ТСО АО "УГЭС" (п-р Коротчаево и п-р Лимбиях) ВСЕГО:</i>																	
ВСЕГО Мощность, МВт	СН2	МВт.	3,24633	3,52294	2,96973	4,71966	4,63374	3,62616	3,32248	2,82115	2,01443	1,47735	1,62176	2,41976	2,99664	4,59116	4,71171
	НН	МВт.	2,47349	2,60310	2,34388	3,29244	3,27541	2,52589	2,48309	2,14316	1,89859	1,64971	1,70188	2,12307	2,36836	3,26710	3,35314
	ИТОГО:	МВт.	5,71982	6,12603	5,31361	8,01210	7,90915	6,15205	5,80557	4,96431	3,91302	3,12707	3,32364	4,54283	5,36500	7,45826	8,06485
	ВСЕГО Электроэнергия, МВт·ч	тыс.кВт·ч	22682,63	12211,74	10470,89	2809,14	2491,10	2158,29	1913,75	1679,15	1160,31	879,32	965,27	1393,78	1783,60	2644,51	2804,41
ВСЕГО Электроэнергия, МВт·ч	НН	тыс.кВт·ч	17298,04	9023,39	8274,65	1959,66	1760,86	1503,41	1430,26	1275,61	1093,59	981,91	1012,96	1222,89	1409,65	1651,45	1995,79
	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	39980,67	21235,13	18745,54	4768,80	4251,96	3661,70	3344,01	2954,76	2235,90	1861,23	1978,23	2161,67	3193,25	4295,96	4800,20

**Заказчик:**  
АО "Уренгойскэнергосеть"  
Генеральный директор  
Акционерное общество  
М.И.  
Р.С. Шершнев/  
*заручен  
руководитель*

*пробою под  
руководитель*

**Исполнитель:**  
АО "Тюменьэнерго"  
Директор филиала  
Северные электрические сети  
М.Д.  
/Д.А. Домашний/  
*заручен  
руководитель*

**ДОГОВОР**  
АО "Тюменьэнерго"  
Филиал  
«Северные электрические сети»

«**Соглашение о передаче электрической энергии**»

Приложение № 3  
к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

**ПЕРЕЧЕНЬ**  
**объектов межсетевой координации**

**1. Линии электропередачи**

№ п.п	Наименование ЛЭП	Сторона Договора	
		выполняющая изменения эксплуатационного состояния	согласующая изменения эксплуатационного состояния
1	ВЛ 110 кВ Уренгой - Варенга-Яха-2	ДОДС	УГЭС
2	ВЛ 110 кВ Уренгой - ТП-5В	ДОДС	УГЭС
3	ВЛ 35 кВ Луч-1	ДОДС	УГЭС
4	ВЛ 35 кВ Луч-2	ДОДС	УГЭС
5	КЛ 10 кВ РТП - ТП-325/1	ДОДС	УГЭС
6	КЛ 10 кВ РТП - ТП-325/2	ДОДС	УГЭС
7	КЛ 10 кВ РТП - РП-14/1	ДОДС	УГЭС
8	КЛ 10 кВ РТП - РП-14/2	ДОДС	УГЭС
9	КЛ 10 кВ РТП - РП-15/1	ДОДС	УГЭС
10	КЛ 10 кВ РТП - РП-15/2	ДОДС	УГЭС
11	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РРС-1	УГЭС	ДОДС
12	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РРС-2	УГЭС	ДОДС
13	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РП-5/1	УГЭС	ДОДС
14	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РП-5/2	УГЭС	ДОДС
15	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РП-6/1	УГЭС	ДОДС
16	КЛ 10 кВ Новоуренгойская - РП-6/2	УГЭС	ДОДС
17	КЛ 10 кВ Ева-Яха - РП-15/1	УГЭС	ДОДС
18	КЛ 10 кВ Ева-Яха - РП-15/2	УГЭС	ДОДС
19	КЛ 10 кВ Ева-Яха - РП-14/1	УГЭС	ДОДС
20	КЛ 10 кВ Ева-Яха - РП-14/2	УГЭС	ДОДС
21	КЛ 10 кВ Ева-Яха - УГЭС-3	УГЭС	ДОДС
22	КЛ 10 кВ Ева-Яха - УГЭС-4	УГЭС	ДОДС
23	КЛ 10 кВ Ямал - РП-9/1	УГЭС	ДОДС
24	КЛ 10 кВ Ямал - РП-9/2	УГЭС	ДОДС
25	КЛ 10 кВ РТП - ТП-342/1	УГЭС	ДОДС
26	КЛ 10 кВ РТП - ТП-342/2	УГЭС	ДОДС
27	КЛ 10 кВ Крымская - ТП-90/1	УГЭС	ДОДС
28	КЛ 10 кВ Крымская - ТП-90/2	УГЭС	ДОДС
29	ВЛ 10 кВ Новоуренгойская - УГЭС-1	УГЭС	ДОДС
30	ВЛ 10 кВ Новоуренгойская - УГЭС-2	УГЭС	ДОДС
31	ВЛ 10 кВ Варенга-Яха - УАР	УГЭС	ДОДС

**2. Оборудование подстанций**

№ п.п	Наименование оборудования	Сторона Договора	
		выполняющая изменения эксплуатационного состояния	согласующая изменения эксплуатационного состояния
1	ПС Опорная 1Т, 2Т	ДОДС	УГЭС
2	ПС Новоуренгойская 1С-10, 2С-10, 3С-10, 4С-10	ДОДС	УГЭС
3	ПС Ева-Яха 1С-10, 2С-10, 3С-10, 4С-10	ДОДС	УГЭС
4	ПС Ямал 2С-10, 3С-10	ДОДС	УГЭС
5	ПС Варенга-Яха 1С-10, 1С-35, 2С-35	ДОДС	УГЭС
6	РТП 1С-10, 2С-10	ДОДС	УГЭС
7	РТП Крымская 1С-10, 2С-10	ДОДС	УГЭС

**Заказчик:**

АО "Уренгойгорэлектросеть"

Генеральный директор

М.П.



/Р.С. Щершнев/

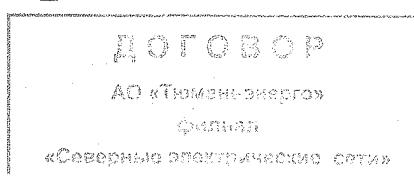
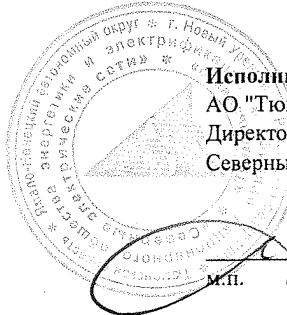
**Исполнитель:**

АО "Тюменьэнерго"

Директор филиала

Северные электрические сети

/Д.А. Домашний/



Приложение № 3.1

к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

**ПЕРЕЧЕНЬ**

**Объектов диспетчеризации филиала ПАО "СО ЕЭС" Тюменское РДУ**

Условные обозначения (сокращения):

ПС – дежурный инженер (электромонтёр) Подстанции (ОВБ).

ОДУ – диспетчер ОДУ Урала

ТРДУ - диспетчер ОДС ТРДУ.

ДОДС - диспетчер ОДС Северных

**1. Линии электропередачи**

№ п.п	Диспетчерское наименование ЛЭП(сокращенное диспетчерское наименование)	Оперативное управление ЛЭП и их устройствами и РЗ	Ведение	
			ЛЭП	Оборудование
1	ВЛ 110 кВ Уренгой - УГП-5В	ДОДС		ТРДУ

**1. Оборудование подстанций**

№ п.п	Диспетчерское наименование	Управление оборудованием и их	Ведение	
			Оборудование	4
1	2	3		
1				
2				

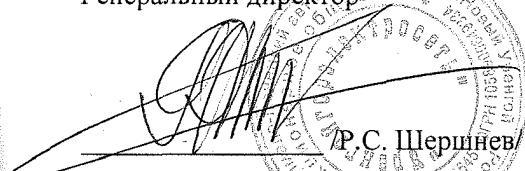
Работы на оборудовании и устройствах, отнесённых к объектам диспетчеризации, требующие (для их выполнения) изменения эксплуатационного состояния или режима работы соответствующего(их) объекта(ов) диспетчеризации, оформляются диспетчерской заявкой(ми) на изменение эксплуатационного состояния или режима работы соответствующего(их) объекта(ов) диспетчеризации.

Данный Перечень не может рассматриваться как документ, определяющий схемы и маршруты прохождения диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния оборудования. Эти вопросы регламентированы в соответствующих отдельных документах.

**Заказчик:**

АО "Уренгойгорэлектросеть"

Генеральный директор

  
R.S. Шершнёв/  
М.П.

**Исполнитель:**

АО "Тюменьэнерго"

Директор филиала

Северные электрические сети

/Д.А. Домашний/

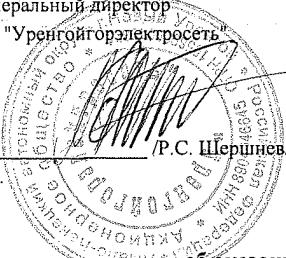
  
М.П.

РОССОЮЗ  
АО «Тюменьэнерго»  
Филиал  
«Северная электрическая сеть»

Приложение №4  
к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Генеральный директор  
АО "Уренгойгорэлектросеть"

М.П.  
  
Р.С. Щершнев/  
2017

**УТВЕРЖДАЮ:**

Директор филиала АО "Тюменьэнерго"  
Северные электрические сети

М.П.  
  
Д.А. Домашний/  
20 г.

г. Новый Уренгой

АО "Тюменьэнерго", в лице \_\_\_\_\_ и  
АО "Уренгойгорэлектросеть", в лице \_\_\_\_\_  
составили настоящий Акт о нижеследующем:

АО "Тюменьэнерго" оказало услуги по передаче электроэнергии в соответствии с Договором №Н/12-02у от "20" ноября 2017г.  
в полном объеме, стоимость услуг составила:

№ п/п	Показатель	Ед-ца измерения	Значение
<b>1. Стоимость услуг по передаче электрической энергии (мощности) по сетям АО "Тюменьэнерго"</b>			
1.1.	Стоимость услуг по передаче электроэнергии (мощности), (без НДС) (п.2.1.*п.3.1.+п.2.2.*п.3.2.+п.2.3.*п.3.3.)	руб.	
1.1.1.	ВН	руб.	
1.1.2.	CH-1	руб.	
1.1.3.	CH-2	руб.	
1.1.4.	HH	руб.	
<b>2. Объем переданной электрической энергии (мощности)</b>			
2.1.	Объем электрической энергии, фактически переданной по сетям АО "Тюменьэнерго" (при расчете по одноставочному тарифу), в том числе:	MВт·ч	
2.1.1.	ВН	MВт·ч	
2.1.2.	CH-1	MВт·ч	
2.1.3.	CH-2	MВт·ч	
2.1.4.	HH	MВт·ч	
2.2.	Величина заявленной мощности (при расчете по двухставочному тарифу), в том числе:	MВт	
2.2.1.	ВН	MВт	
2.2.2.	CH-1	MВт	
2.2.3.	CH-2	MВт	
2.2.4.	HH	MВт	
2.3.	Объем электрической энергии, фактически переданной по сетям АО "Тюменьэнерго" (при расчете по двухставочному тарифу), в том числе:	MВт·ч	
2.3.1.	ВН	MВт·ч	
2.3.2.	CH-1	MВт·ч	
2.3.3.	CH-2	MВт·ч	
2.3.4.	HH	MВт·ч	
<b>3. Тарифы на услуги по передаче электрической энергии (мощности)</b>			
3.1.	Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб/МВт·ч	
3.2.	Ставка за содержание электрических сетей	руб/МВт·мес.	
3.3.	Ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб/МВт·ч	
<b>4. Итого стоимость услуг по передаче электроэнергии (мощности) по сетям АО "Тюменьэнерго"</b>			
4.1.	Итого стоимость услуг по передаче электроэнергии (мощности) по сетям АО "Тюменьэнерго" (п.1.1.) (без НДС)	руб.	
4.2.	НДС 18%	руб.	
4.3.	Итого стоимость услуг по передаче электроэнергии (мощности) по сетям АО "Тюменьэнерго" (п.4.1.+п.4.2.) (с НДС)	руб.	

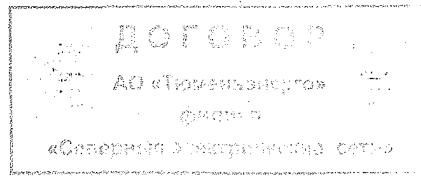
Заказчик претензий по оказанию услуг к Исполнителю (не) имеет.

**Заказчик:**

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /  
М.П.

**Исполнитель:**

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /  
М.П.



**Приложение № 5**

к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Генеральный директор  
АО "Уренгойгорэлектросеть"

М.П.



**УТВЕРЖДАЮ:**

Директор филиала АО "Тюменьэнерго"  
Северные электрические сети

М.П.



**АКТ**  
**объёма переданной электрической энергии и мощности**  
**(форма)**

за (месяц) 20 г.

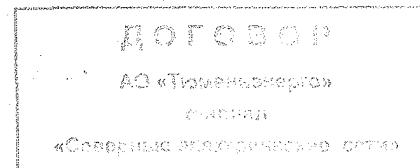
№ п/п	Тарифная группа	Уровень напряжения зажения	Мощность	Электроэнергия
			кВт	кВт.ч.
1	Заявленные объемы передачи электроэнергии и мощности	<b>ВСЕГО</b>		
		ВН		
		СН-1		
		СН-2		
		НН		
2	Фактические объемы передачи электроэнергии и мощности	<b>ВСЕГО</b>		
		ВН		
		СН-1		
		СН-2		
		НН		

**Заказчик:**

М.П.

**Исполнитель:**

М.П.



Приложение №5.1

к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
АО "Уренгойгорэлектросеть"



Интервальный акт снятий показаний приборов учета между \_\_\_\_\_

за период с 00:00 часов 1 \_\_\_\_\_ по 00:00 часов 1 \_\_\_\_\_

(месяц расчетного периода)

УТВЕРЖДАЮ:

Директор филиала АО "Тюменьэнерго"  
Северные электрические сети



Д.А. Домашний/

и АО "Тюменьэнерго" (форма)

20 г.

(месяц следующий за расчетным)

к договору на оказание услуг по передаче электрической энергии № Н/12-02у от "20" ноября 2017 года

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1																
2																
3																
4																
5																
6																
7																
8																
9																
10																
11																
12																
13																
14																
15																
16																
17																
18																
19																
20																
21																
22																
23																
24																
итого	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Фото

Служебный образец подписи

	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
<b>итого</b>	<b>0</b>														

**Итого расчетный период:**      **0**      **кВт\*ч**  
    **0**      **кВт**

**Заказчик:**

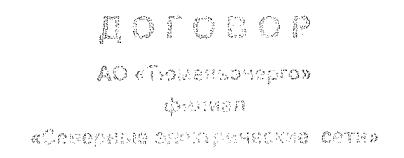
\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

М.П.

**Исполнитель:**

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_

М.П.



Приложение № 5.2

к договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от "20" ноября 2017г.

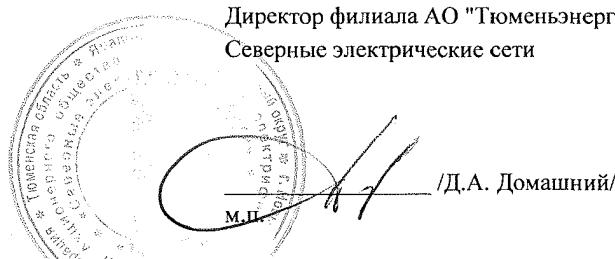
УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор  
АО "Уренгойгорэлектросеть"

  
R.S. Sherstnev/  
М.П.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор филиала АО "Тюменьэнерго"  
Северные электрические сети

  
D.A. Domashnyi/  
М.П.

Интегральный акт снятия показаний приборов учета (форма)

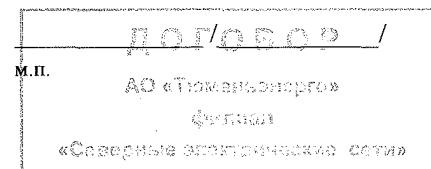
за \_\_\_\_\_ месяц 20\_\_\_\_ года

№ п/п	Наименование объектов учета	Номера счетчиков	Показания счетчиков		Разность показаний счетчиков	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиками (кВтч)	Потери электроэнергии	Количество электроэнергии приведенное к границам балансовой принадлежности, кВтч	Примечания (технологические отметки)
			на 00-00 ч. 1-го числа текущего месяца	на 00-00 ч. 1-го числа истекшего месяца						
1.										
2.										
3.										
n.										
Итого передано электроэнергии:										

Заказчик:

\_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ /  
М.П.

Исполнитель:

  
АО «Тюменьэнерго»  
Филиал  
«Северная электрическая сеть»

Приложение №6  
к Договору оказания услуг по передаче электрической энергии  
№Н/12-02у от «20» ноября 2017г.

**Порядок обеспечения действий Сторон при выполнении изменения эксплуатационного состояния объектов межсетевой координации и ремонтных работ.**

1. Исполнитель согласовывает с Заказчиком сроки проведения плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах диспетчеризации электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления, путем предоставления Заказчику графиков плановых ремонтных работ объектов электросетевого хозяйства Исполнителя на следующий календарный год в срок до 30 июля текущего года.

2. Заказчик согласовывает Исполнителю сроки проведения плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах диспетчеризации электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления, в срок не позднее 20 (двадцати) дней с момента получения от Исполнителя графиков плановых ремонтных работ объектов электросетевого хозяйства Исполнителя.

3. Исполнитель уведомляет Заказчика о сроках проведения плановых работ на принадлежащих Исполнителю объектах диспетчеризации электросетевого хозяйства, включенных в годовые графики ремонта, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления, до первого числа месяца, предшествующего планируемому.

4. Исполнитель ежемесячно согласовывает с Заказчиком сроки проведения плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах межсетевой координации, не являющимися объектами диспетчеризации, влекущие необходимость введение полного и (или) частичного ограничения режима потребления Заказчика, путем предоставления Заказчику графиков плановых ремонтных работ объектов электросетевого хозяйства Исполнителя на следующий месяц до 25-го числа текущего месяца.

5. Заказчик согласовывает Исполнителю сроки проведения плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах межсетевой координации, влекущие необходимость введение полного и (или) частичного ограничения режима потребления Заказчика, в срок не позднее 5 дней с момента получения от Исполнителя графиков плановых ремонтных работ объектов электросетевого хозяйства Исполнителя либо в указанный срок предоставляет письменный мотивированный отказ с указанием возможных сроков выполнения работ. При этом новые сроки должны обеспечивать вывод в ремонт оборудования в пределах планируемого месяца.

6. В случае не поступления в срок, предусмотренный пунктом 5 настоящего порядка, ответа на направленный график, предоставления немотивированного отказа без указания возможных сроков выполнения работ, а также в случае указания возможных сроков за пределами планируемого месяца, направленный Исполнителем график плановых ремонтных работ считается согласованным.

7. В целях исполнения настоящего раздела, под ремонтными работами, проведение которых без введения ограничения режима потребления невозможно понимаются ремонтные работы на принадлежащих Исполнителю объектах межсетевой координации, изменение эксплуатационного состояния которых, влечет изменение эксплуатационного состояния и режим работы объектов электросетевого хозяйства Заказчика и при этом осуществление этих работ, исключительно путем осуществления переключений на объектах Исполнителя, без введения ограничения режима потребления невозможно.

8. О проведении, согласованных Сторонами в соответствии с пунктами 1–5 настоящего порядка в графиках, плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах электросетевого хозяйства, которые влекут необходимость введения ограничения режима потребления, Исполнитель уведомляет Заказчика за 5 (пять) рабочих дней до их начала путем направления диспетчерской заявки.

9. Заказчик обязан согласовать полученную от Исполнителя диспетчерскую заявку, не позднее, чем за один рабочий день до предполагаемой даты проведения ремонтных работ. Отказ в согласовании диспетчерской заявки не допускается.

10. В случае отсутствия ответа на заявку, несогласования заявки в нарушение пункта 9 настоящего порядка, заявка считается согласованной, и Исполнитель вправе приступить к выполнению ремонтных работ в сроки, указанные в заявке.

11. В случае если проведение Исполнителем плановых ремонтных работ на принадлежащих Исполнителю объектах электросетевого хозяйства, влекущих необходимость введения ограничения режима потребления, невозможно осуществить без ограничения режима потребления в отношении потребителей Заказчика, Заказчик обязан ввести ограничение режима потребления таких потребителей после получения соответствующего уведомления от Исполнителя.

12. Заказчик при согласовании заявки Исполнителя уведомляет об этом энергосбытовую организацию/гарантирующего поставщика не позднее 2 (двух) дней со дня получения от Исполнителя уведомления о проведении ремонтных работ.

13. Заказчик обязан возместить Исполнителю убытки, возникшие у Исполнителя и (или) третьих лиц, в результате действий (бездействий) Заказчика, препятствующих проведению Исполнителю ремонтных работ, на принадлежащих Исполнителю объектах электросетевого хозяйства.

14. Стороны обязаны уведомлять друг друга о ремонтных и профилактических работах, проводимых на принадлежащих им объектах электросетевого хозяйства, которые не влекут ограничение режима потребления, не позднее, чем за 3 (три) дня до начала выполнения указанных работ.

15. Аварийные заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта Исполнителя, отключившихся действием устройств РЗА, технологических защит или отключенные оперативным персоналом в соответствии с требованиями производственных инструкций, а также на устройствах РЗА, выведенных из работы автоматически или вручную оперативным персоналом Исполнителя из-за неисправности для предотвращения ложной работы, принимаются и согласовываются в течении двух часов Заказчиком в любое время суток.

**Заказчик:**

АО «Уренгойгорэлектросеть»  
Генеральный директор

М.П.

/Р.С. Шершнев/



**Исполнитель:**

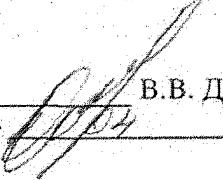
АО «Тюменьэнерго» филиал  
Северные электрические сети  
Директор

М.П.

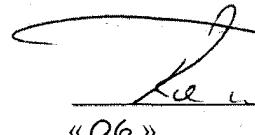
/Д.А. Домашний/



«Утверждаю»  
Главный инженер  
АО «Уренгойгорэлектросеть»

  
B.V. Дымшаков  
«05» 04 2017 г.

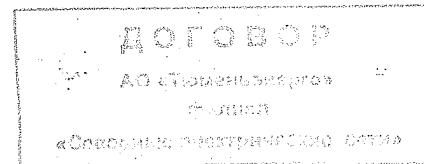
«Утверждаю»  
Заместитель директора –  
Главный инженер Северных ЭС

  
П.Ю. Казинский  
«06» 04 2017 г.

## ИНСТРУКЦИЯ

по взаимоотношениям оперативного персонала филиала АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети с оперативным персоналом  
АО «Уренгойгорэлектросеть»

г. Новый Уренгой  
2017 г.



## **Содержание:**

- I. Обозначения и сокращения.
- II. Общая часть.
- III. Оперативное обслуживание.
- IV. Граница раздела и эксплуатационная ответственность.
- V. Контроль нагрузок.
- VI. Оформление заявок.
- VII. Включение нового оборудования.
- VIII. Отключения, ограничения.
- IX. Производство оперативных переключений.
- X. Выполнение работ.
- XI. Ликвидация технологических нарушений и отклонения от нормального режима.
- XII. Оперативная связь.

## **Приложение к инструкции:**

Перечень распределения оборудования, устройств РЗА, ПА подстанций; ЛЭП и их устройства РЗА эксплуатируемые СевЭС и УГЭС по способу управления

## I. Обозначения и сокращения.

В настоящей инструкции приняты следующие сокращения, представленные в таблице.

Таблица

Сокращение	Определение
ОДС	Оперативно-диспетчерская служба
СРЗиА	Служба релейной защиты и автоматики
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ПТЭ	Правила технической эксплуатации
ПС	Подстанция
ЗРУ	Закрытое распределительное устройство
РУ	Распределительное устройство
Т	Трансформатор
ШМ	Шинный мост
ТР	Трансформаторный разъединитель
ВЛ	Воздушная линия
КЛ	Кабельная линия
яч.	Ячейка
АД	Асинхронный двигатель
СД	Синхронный двигатель
РЗА	Релейная защита и автоматика
РПВ	Ручное повторное включение
АПВ	Автоматическое повторное включение
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
ЧАПВ	Частотная автоматика повторного включения
МТЗ	Максимальная токовая защита

## II. Общая часть.

- Инструкция устанавливает порядок оперативных взаимоотношений между диспетчером оперативно – диспетчерской службы филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети (СевЭС), в дальнейшем именуемый «ДОДС СевЭС» и диспетчером оперативно – диспетчерской службы АО «Уренгойгорэлектросеть» (УГЭС), в дальнейшем именуемый «ДОДС УГЭС».
- Взаимоотношения оперативного персонала СевЭС и УГЭС регламентируются в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭ, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.
- Взаимоотношения оперативного персонала СевЭС с оперативным персоналом УГЭС включает в себя:
  - оперативное обслуживание;

- ремонт оборудования;
  - отключения и ограничения;
  - ликвидация технологических нарушений и отклонений от нормального режима;
  - ведение режима работы электростанций АО «УГЭС»;
4. Инструкция пересматривается один раз в три года, а также при различных изменениях, и утверждается главными инженерами СевЭС и УГЭС (или лицами их замещающими).

### III. Оперативное обслуживание.

1. Схема электрических соединений подстанций и линий электропередачи поддерживается в соответствии с утвержденной нормальной схемой СевЭС и УГЭС, которые должны пересматриваться при различных изменениях, но не реже 1 раза в год и утверждаться замечтителем директора – Главным инженером СевЭС и главным инженером УГЭС (лицами их замещающими).
2. УГЭС предоставляет в СевЭС по запросу в случае необходимости, утвержденную нормальную схему своих сетей и подстанций 6, 10, 35 кВ с указанием всех линий электропередач, мест секционирования и участков сети на которые, в случае обесточения, может быть подано напряжение от аварийных, резервных или собственных источников электроснабжения, а также перечень объектов заведенных под действие АЧР. При наличии аварийных, резервных или собственных источников электроснабжения и компенсирующих устройств – их тип, с нанесением на нормальную схему. Все изменения в схеме должны немедленно сообщаться в СевЭС.
3. СевЭС предоставляют в УГЭС по запросу в случае необходимости, утвержденную нормальную схему ПС: Новоуренгойская, Ева-Яха, Опорная, Варенга-Яха, РТП.
4. До 15 декабря каждого года СевЭС и УГЭС обмениваются списками лиц, имеющего право ведения оперативных переговоров, производства оперативных переключений. Изменения и дополнения в списках лиц имеющих право ведения оперативных переговоров и переключений производятся письмом за подпись главного инженера СевЭС и УГЭС.
5. УГЭС предоставляет в СевЭС списки лиц имеющих право:
  - права выдающего наряд, распоряжение;
  - ответственным руководителем работ;
  - производителем работ;
  - члена бригады;Предоставление прав ремонтному персоналу УГЭС в электроустановках СевЭС оформляется указанием по СевЭС. При этом лица, имеющие право выдачи нарядов или распоряжения, а также ответственные руководители работ и производители работ должны пройти инструктаж по схемам электроснабжения электроустановок СевЭС, с отметкой в журнале инструктажей.
6. Все оперативные переключения и изменения схемы производятся в соответствии с оперативной принадлежностью оборудования, которое в части диспетчерского управления разделяется:
  - на оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС СевЭС, все переключения на котором производятся по его распоряжению;
  - на оборудование, находящееся в оперативном ведении ДОДС УГЭС, все операции на котором производятся с его разрешения;
  - на оборудование, находящееся в оперативном ведении ДОДС СевЭС, все операции на котором производятся с его разрешения;
  - на оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС УГЭС, все переключения на котором производятся только по его распоряжению.

Перечень распределения оборудования, устройств РЗА, ПА подстанций; ЛЭП и их устройства РЗА эксплуатируемые СевЭС и УГЭС по способу управления приведен в **приложении**.

договор

АО «Тюменьэнерго»

Северные электрические сети

«Северная ТЭЦ-2»

страница 4 из 16

7. Переключения без разрешения ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС), но с последующим его уведомлением разрешается производить в случае необходимости немедленного отключения ЛЭП и оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования).
8. Распоряжение ДОДС СевЭС и ДОДС УГЭС выполняются точно безоговорочно за исключением распоряжений, выполнение которых угрожает безопасности людей и сохранности оборудования.
9. Распоряжение считается выполненным, только после сообщения диспетчеру, выдавшему распоряжение, о его выполнении.
10. Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения диспетчера несут лица, непосредственно не выполнившие распоряжение, и лица, санкционировавшие это невыполнение.
11. Обо всех отключениях электрооборудования СевЭС, влияющих на надежность электроснабжения объектов УГЭС, ДОДС СевЭС сообщает ДОДС УГЭС, при этом ответственность за надежность создаваемых схем несет ДОДС СевЭС. ДОДС СевЭС сообщает по запросу ДОДС УГЭС схему сетей и подстанций СевЭС.
12. ДОДС УГЭС сообщает по запросу ДОДС СевЭС схему сетей и трансформаторных подстанций УГЭС.
13. Оперативные переговоры между диспетчерами фиксируются в оперативных журналах с указанием даты, времени, фамилии и содержания полученного или переданного распоряжения или сообщения. Оперативные переговоры ведутся только с лицами, указанными в списках.
14. ДОДС УГЭС выполняет распоряжения ДОДС СевЭС в части:
  - аварийной разгрузки и ограничения потребителей УГЭС при неисправностях на ПС СевЭС, а также при дефиците мощности в энергосистеме, в соответствии с графиками ограничения и временного отключения электрической мощности по УГЭС и СевЭС;
  - равномерного распределения нагрузок в сети 35/10/6 кВ потребителей УГЭС, питающихся с подстанций СевЭС.
15. ДОДС УГЭС после приема смены в течение 30-40 минут отдает рапорт ДОДС СевЭС, который в себя включает:
  - состояние оборудования, находящегося в ведении ДОДС СевЭС;
  - замечания, снижающие надежность его работы;
  - сверку часов, установленных на рабочих местах.
16. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований, а также применение сокращенных наименований объектов электросетевого хозяйства при передаче оперативных сообщений (информации), категорически запрещается.
17. При выдаче команд, разрешений, согласований, сообщений о выполнении ранее выданных команд и разрешений, передаче информации о технологических нарушениях (авариях), а также иной оперативной информации должно сообщаться местное время (Уральский часовой пояс).

#### **IV. Граница раздела и эксплуатационная ответственность.**

1. Граница раздела оборудования между СевЭС, УГЭС определяется актами разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон и устанавливается:
  - 1.1. На ПС 110/10-10 кВ Новоуренгойская – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 1.3, 1.7, 1.11, 2.5, 3.8, 3.10, 4.2, 4.11;
  - 1.2. На ПС 110/10-10 кВ Ева-Яха – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 1.2, 1.5, 2.6, 3.5, 4.8, 4.10;
  - 1.3. В РП-15 – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 4, 7;
  - 1.4. В РП-14 – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 8, 23;

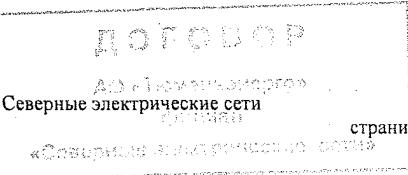
- 1.5. В ТП-325 – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 7, 8;
- 1.6. На ПС 110/35/10 кВ Варенга-Яха по стороне 35 кВ – на болтовых соединениях линейных проходных вводов 35 кВ со стороны ВЛ-35 Луч-1 и ВЛ-35 Луч-2. По стороне 10 кВ – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейке 10 кВ № 1.12.
- 1.7. На ПС 110/35/6 кВ Опорная:
  - 1.7.1. по стороне 35 кВ – на болтовых соединениях линейных проходных вводов 35 кВ со стороны ВЛ-35 Луч-1 и ВЛ-35 Луч-2;
  - 1.7.2. по стороне 6 кВ – на болтовых соединениях ШМ-6 1Т с ТР-6 1Т и ШМ-6 2Т с ТР-6 2Т со стороны ЗРУ-6 кВ, а в части РЗА трансформаторов 1Т, 2Т – в ЗРУ-6 кВ в релейных отсеках ячеек 6 кВ В-6 1Т, В-6 2Т на клемных зажимах отходящих контрольных кабелей в сторону 1Т, 2Т.
- 1.8. На РТП 10/0,4 кВ – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 5, 6.
- 1.9. На РТП 10/0,4 кВ Крымская – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 9, 10.
- 1.10. На ПС 110/10-10 кВ Ямал – на кабельных наконечниках в месте присоединения кабеля в ЗРУ-10 кВ в ячейках 10 кВ № 2.7, 3.4;
2. УГЭС обслуживает и несет ответственность за техническое состояние и правильную эксплуатацию всего электрооборудования от границ раздела, указанного в п. 1.1., 1.2., 1.6., 1.7., 1.8., 1.9., 1.10. и далее по схеме в сторону электроустановок УГЭС, включая контактные соединения на границе раздела.
3. УГЭС обслуживаю и несут ответственность за техническое состояние и правильную эксплуатацию всего электрооборудования, от границ раздела, включая состояние контактов на границе раздела оборудования, указанного в п. 1.3., 1.4., 1.5. и далее по схеме.
4. СевЭС обслуживаю и несут ответственность за техническое состояние и правильную эксплуатацию всего электрооборудования, от границ раздела, указанного в п. 1.1., 1.2., 1.6., 1.7., 1.8., 1.9., 1.10. и далее по схеме в сторону 1Т, 2Т.
5. СевЭС обслуживаю и несут ответственность за техническое состояние и правильную эксплуатацию всего электрооборудования, от границ раздела, указанного в п. 1.3., 1.4., 1.5. и далее по схеме в сторону электроустановок СевЭС, включая контактные соединения на границе раздела.

## V. Контроль нагрузок и напряжения.

1. Оперативный персонал СВЭС контролирует напряжение в электросетях и обеспечивает объекты УТГ-1 напряжением, соответствующим требованиям ГОСТ.
2. Персонал УГЭС обязан по требованию оперативного персонала СевЭС контролировать нагрузку и напряжение на шинах 6, 10, 35кВ ПС энергообъектов УГЭС; производить замеры и передавать их в ОДС СевЭС.

## VI. Оформление заявок.

1. Отключение оборудования в резерв, для ремонта, для испытаний, включение в работу нового оборудования оформляется диспетчерской заявкой. Вывод из работы устройств РЗА из работы также оформляется диспетчерской заявкой.
2. Диспетчерские заявки на оборудование подаются согласно оперативной принадлежности в соответствующую диспетчерскую службу. Заявки должны быть утверждены главным инженером предприятия или лицом его замещающим.
3. Ремонт оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении ДОДС СевЭС производится по заявкам, подаваемым в ОДС СевЭС в соответствии с утвержденным месячным планом ремонтов по СевЭС.



4. Лицо, подпишавшее заявку, несет ответственность за возможность ее реализации в части режима остающегося в работе оборудования.
5. Заявки подаются:
  - с указанием объекта и оборудования;
  - срока ремонта;
  - характера ремонта;
  - аварийной готовности;
  - ответственных за производство работ.
- Срок аварийной готовности: время, в пределах которого отключённый в ремонт объект должен быть подготовлен к началу операций по включению в работу по команде/разрешению оперативного персонала. Продолжительность времени аварийной готовности, обозначаемое «ВЗ» (время заявки) равна времени действия заявки, уменьшенному на время, необходимое для проведения операций по включению объекта в работу.
6. Если ремонт оборудования связан с отключением или ограничением потребителей, то в заявке должно быть указано согласие потребителей на отключение или ограничение.
7. Вывод оборудования в резерв или ремонт и ввод его в работу производится по распоряжению или с разрешения диспетчера, в соответствии с оперативной принадлежностью.
8. На оборудование одного присоединения подается одна заявка.
9. Плановые заявки персоналом УГЭС (СевЭС) подаются в ОДС СевЭС (ОДС УГЭС) в виде телефонограммы (факсограммы) или письма по телефону 23-89-22 тел/факс, 93-03-12 (99-63-79, 99-63-78 тел/факс) с 08-30 до 14-00 в следующие сроки:
  - 9.1. на оборудование, находящееся в оперативном управлении или ведении ДОДС СевЭС или ДОДС УГЭС:
    - в понедельник – на среду;
    - во вторник – на четверг;
    - в среду – на пятницу;
    - в четверг – на субботу, воскресенье, понедельник;
    - в пятницу – на вторник.
10. Ответ на плановую заявку сообщается персоналу УГЭС (СевЭС) телефонограммой или факсом в соответствующую диспетчерскую службу (в зависимости от оперативной подведомственности оборудования) до 16 часов суток, предшествующих началу ремонтных работ.
11. Независимо от разрешенной заявки, отключение (включение) оборудования, вывод из работы (ввод в работу) устройств РЗА производится по непосредственному распоряжению или с разрешения лица, в оперативном управлении или ведении которого находится это оборудование или устройство РЗА.
12. Неотложные заявки на аварийный ремонт подаются в любое время непосредственно дежурному диспетчеру, в управлении или в ведении которого находится отключаемое оборудование. Эти заявки рассматриваются немедленно и ответы на них даются в зависимости от возможности из реализации по условиям режима работы сети и оборудования СевЭС и УГЭС.

**Неотложная заявка** – это заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые для повышения (восстановления, стабилизации) эксплуатационных характеристик, требующие срочного отключения для предотвращения непрогнозируемого снижения эксплуатационных характеристик способных привести к повреждению и последующему аварийному отключению объектов диспетчеризации или заявки на не связанное с отключением объекта диспетчеризации срочное изменение технологического режима работы, возникшее в процессе эксплуатации.

13. Ответственность за последствия, вызванные отказом срочной заявки, несут дежурный диспетчер, руководители оперативной службы и предприятия, санкционировавшие этот отказ.
  14. В случае если оборудование требуется отключить немедленно (при явной опасности для жизни людей или сохранности оборудования, несчастном случае, стихийном бедствии, пожаре, технологическом нарушении в работе энергообъекта), заявка не оформляется. Отключение производится в соответствии:
    - с перечнем оборудования по оперативной принадлежности;
    - с требованиями производственных инструкций;
    - в соответствии с ПТЭ, Правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок.
 Отключение производится с предварительным, если это возможно, или с последующим сообщением диспетчеру соответствующей оперативной службы. После произведенного отключения оформляется аварийная заявка с указанием причин отключения и продолжительности ремонта поврежденного оборудования.
  15. Если в разрешенное по заявке время работы не производились то, независимо от причины, для производства этих работ в другое время, оформляется новая заявка.
  16. При невозможности окончания работ в срок, предусмотренный заявкой, оформляется продление ремонта не менее чем за 4 часа до окончания разрешенного срока, с указанием причины продления ремонта.
  17. Если по каким-либо причинам оборудование, выводимое в ремонт, не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта сокращается, а срок включения оборудования остается прежним.
  18. Пример подачи заявок персоналом УГЭС в СевЭС:
  19. Например, необходимо выполнить работы на КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-15/1: заявка подается на КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-15/1; содержание работ: вывести в ремонт для текущего ремонта КЛ.
  20. Например, необходимо выполнить работы на ПС 110 кВ Опорная на участке от ТР-6 1Т до В-6 1Т в ЗРУ-6 кВ: заявка подается на ТР-6 1Т; содержание работ: отключить с включением ЗН В для текущего ремонта ШР-6 1Т.
  21. Например, необходимо выполнить работы на 1С-35 кВ ПС 35 кВ Город: заявка подается на АПВ ВЛ 35 кВ Луч-1; содержание работ: кратковременно вывести на время переключений по выводу в ремонт, вводу в работу 1С-35 на ПС Город для текущего ремонта. Срок заявки на вывод АПВ, оформляется на период ремонта основного оборудования.
- Примечание:** персонал УГЭС подает заявки на вывод АПВ по ВЛ 35 кВ Варенга-Яха – Луч-1,2 при ремонте оборудования на ПС 35 кВ, реализация которых связана с отключением разъединителей 35 кВ, находящихся в оперативном ведении ДОДС СевЭС.

## VII. Включение нового оборудования.

1. Включение нового оборудования производится по заявкам, которые УГЭС подает в ОДС СевЭС за 7 дней до намеченных работ.  
В заявке на включение нового оборудования указывается:
  - установленная мощность и количество трансформаторов;
  - характер нагрузки потребителя (быт, двигатели АД или СД, промышленная или бытовая нагрузка);
  - характеристика, паспортные данные компенсирующих устройств и собственных источников электроснабжения;
  - длина, сечение и марка провода (кабеля);
  - согласование уставок РЗА и АЧР;
  - дату и номер технических условий СевЭС и их выполнение;
  - номер и дату разрешения органов государственного Энергонадзора.
2. Включение нового оборудования СевЭС, связанного с отключением или ограничением потребителей, производится по заявке, согласованной с УГЭС не менее чем за 7 дней до

намечаемых работ. Ответ на заявку выдается не позднее 16 часов суток, предшествующим намечаемым работам.

### **VIII. Отключения и ограничения.**

1. Отключение и ограничение потребителей при аварийных режимах в энергосистеме производятся по распоряжению ДОДС СевЭС. Распоряжение о вводе графиков ограничения и временного отключения электрической мощности, передается в ОДС УГЭС и вводятся в действие.

### **IX. Производство оперативных переключений.**

1. Все переключения на оборудовании находящегося в оперативном управлении диспетчера производятся по его распоряжению, а находящимся в его ведении с его разрешения.
2. Переключения без распоряжения и разрешения диспетчера, но с последующим его уведомлением, разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства:
  - несчастный случай;
  - стихийное бедствие;
  - пожар;
  - авария.
3. Обо всех отключениях оборудования, находящегося в оперативном управлении ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС), снижающих надежность электроснабжения потребителей УГЭС (СевЭС), ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС) сообщает ДОДС УГЭС (ДОДС СевЭС), при этом ответственность за надежность создаваемых схемах несет ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС). ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС) сообщает по запросу ДОДС УГЭС (ДОДС СевЭС) схему сетей и подстанций СевЭС (УГЭС).
4. При производстве оперативных переключений в сетях 10 кВ допускается ДОДС УГЭС с разрешения ДОДС СевЭС перевод нагрузки производить без погашения потребителей путем кратковременного включения на параллельную работу трансформаторов ПС Ева-Яха и ПС Ямал (при условии нормальной схемы на РТП):
  - 4.1. В-10 яч.1 на РП-15, тем самым, включая на параллельную работу трансформаторы 1Т ПС Ямал и 1Т ПС Ева-Яха;
  - 4.2. В-10 яч.8 на РП-15, тем самым, включая на параллельную работу трансформаторы 2Т ПС Ямал и 2Т ПС Ева-Яха;
  - 4.3. В-10 яч.23 на РП-14, тем самым, включая на параллельную работу трансформаторы 1Т ПС Ямал и 1Т ПС Ева-Яха;
  - 4.4. В-10 яч.8 на РП-14, тем самым, включая на параллельную работу трансформаторы 2Т ПС Ямал и 2Т ПС Ева-Яха.
5. Для перевода нагрузки в ТП-325 по стороне 10 кВ, допускается кратковременное включение СВ-10 на РТП-10/0,4 кВ.

### **X. Выполнение работ.**

1. Работы в электроустановках СевЭС и УГЭС проводятся согласно Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.
2. При необходимости выполнения работ персоналом УГЭС (СевЭС) на территории СевЭС, (УГЭС), УГЭС (СевЭС) предоставляет в СевЭС (УГЭС) на имя заместителя директора – Главного инженера СевЭС (УГЭС) списки персонала, имеющего право:
  - выдающего наряд, распоряжение;
  - ответственного руководителя работ;
  - производителя работ;

- члена бригады.
- Предоставление прав ремонтному персоналу УГЭС (СевЭС) в электроустановках СевЭС (УГЭС) оформляется указанием по СевЭС (УГЭС) при этом лицо имеющее право выдачи наряда или распоряжения, а также ответственный руководитель и производитель работ должны пройти в СевЭС инструктаж по схемам электроснабжения электроустановки с отметкой в журнале инструктажей.
  - Изменения и дополнения в списках персонала СевЭС и УГЭС оформляется отдельным письмом.
  - Допуск ремонтного персонала УГЭС к производству работ на участки электроустановки (согласно балансовой принадлежности) 6, 10, 35 кВ, расположенные на территории ПС: Новоуренгойская, Ева-Яха, Опорная, Варенга-Яха, РТП производится оперативным персоналом вышеуказанных ПС (ДЭМ) по нарядом, распоряжениям, выдаваемым персоналом УГЭС. Подготовку рабочего места и допуск на производство работ производит персонал СевЭС.
  - Допуск ремонтного персонала СевЭС к производству работ на участки электроустановки (согласно балансовой принадлежности) 10 кВ, расположенные на территории РП-15, РП-14, ТП-325 производится оперативным персоналом УГЭС по нарядам, распоряжениям, выдаваемым персоналом СевЭС.
  - Выход в ремонт ВЛ 35 кВ Луч-1, ВЛ 35 кВ Луч-2 осуществляется ДОДС СевЭС и ДОДС УГЭС. ДОДС УГЭС подчиняется ДОДС СевЭС в части вывода в ремонт ВЛ.
  - Допуск ремонтного персонала УГЭС на ВЛ 35 кВ Луч-1, ВЛ 35 кВ Луч-2, на оборудование ПС: Водозабор, Поселок, Город (ремонт которого требует отключения ВЛ 35 кВ), находящегося на балансе УГЭС, производит ДОДС УГЭС, после получения подтверждения от ДОДС СевЭС о выводе в ремонт ВЛ 35 кВ.... (Форма подтверждения ДОДС СевЭС: «ВЛ 35 кВ ... отключена и заземлена на ПС ..... , срок окончания работ в ..., аварийная готовность .....»).
  - После окончания работ на ВЛ 35 кВ Луч-1, ВЛ 35 кВ Луч-2, на оборудование ПС: Водозабор, Поселок, Город (ремонт которого требует отключения ВЛ-35кВ), находящегося на балансе УГЭС, ДОДС УГЭС сообщает ДОДС СевЭС об окончании работ и готовности ВЛ 35 кВ к включению. (Форма сообщения: ДОДС УГЭС «Работа на ЛР, ВЛ 35 кВ... полностью закончены, люди удалены, ПЗ установленные бригадой сняты. ВЛ 35 кВ... можно вводить в работу. Фазировки не требуется (требуется)»).
  - Допуск ремонтного персонала УФ ООО «ГПЭ» на оборудовании ПС Аэропорт (ремонт которого требует отключения ВЛ 35 кВ), находящегося на балансе УФ ООО «ГПЭ», производит ДОДС УГЭС, после получения подтверждения от ДОДС СевЭС о выводе в ремонт ВЛ 35 кВ.... (Форма подтверждения ДОДС СевЭС: «ВЛ 35 кВ... отключена и заземлена на ПС..., работу закончить в..., аварийная готовность....»).
  - После окончания работ на оборудовании ПС Аэропорт (ремонт которого требует отключения ВЛ 35 кВ), находящегося на балансе УФ ООО «ГПЭ», ДОДС УГЭС сообщает ДОДС СевЭС об окончании работ и готовности ВЛ 35 кВ к включению. (Форма сообщения: ДОДС УГЭС «Работа на ЛР-35... полностью закончены, люди удалены, ПЗ установленные бригадой сняты. ВЛ 35 кВ... можно вводить в работу»).
  - Работы на оборудовании УГЭС, увязанном по цепям РЗА в схеме ПС Опорная, МТЗ-6 кВ на отключение трансформатора, проводятся по заявкам, подаваемым персоналом УГЭС в ОДС СевЭС. Кроме того, данные работы должны проводиться по программам, составленным службой РЗА УГЭС и согласованным руководством СРЗиА СевЭС.
  - Допуск ремонтного персонала СевЭС к производству работ на участки электроустановки УГЭС согласно балансовой принадлежности по цепям РЗА 6 кВ, расположенные на территории ЗРУ-6 кВ ПС Опорная производится оперативным персоналом вышеуказанной ПС (ДЭМ) по нарядом, распоряжениям выдаваемым персоналом СевЭС.
  - Работы в цепях устройств АЧР, ЧАПВ-6, 10 кВ, обслуживаемых персоналом УГЭС, проводятся персоналом УГЭС по графику и программам утвержденными главным инженером УГЭС. Работы в вышеуказанных цепях проводятся персоналом УГЭС и

## ДОГОВОР

- результаты проверок, оформляются в протоколах проверок устройств АЧР, ЧАПВ-6, 10 кВ персонала УГЭС. Совместные проверки устройств АЧР, ЧАПВ-6, 10 кВ на объектах УГЭС персоналом УГЭС и СевЭС производятся по предварительной договоренности, и результаты проверок оформляются совместным протоколом.
15. При необходимости, персонал УГЭС должен обеспечить беспрепятственный доступ к средствам учета электроэнергии и приборам измерения токовой нагрузки, мощности и напряжения на энергообъекты УГЭС представителей СевЭС (по предварительной заявке персонала СевЭС).
  16. Снятие показаний счетчиков отходящих фидеров 10 кВ на ПС Варенга-Яха, ПС Ева-Яха, ПС Новоуренгойская, РТП без дежурного персонала СевЭС запрещается.
  17. Контроль за состоянием абонентских силовых кабелей, проложенных по территории подстанций СевЭС производится совместно с административно-техническим персоналом УРЭС и лицом ответственным за электрохозяйство УГЭС или его заместителем, согласно графика осмотра абонентских силовых кабелей. Данный график разрабатывается совместно административно – техническим персоналом УРЭС и лицом ответственным за электрохозяйство УГЭС утверждается заместителем директора – Главным инженером СевЭС.
  18. УГЭС производит проведение эксплуатационного надзора за состоянием абонентских кабельных линий с учетом «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей»:
    - до и после профилактических испытаний кабельных линий повышенным выпрямленным напряжением производить испытание изоляции кабельных линий мегаомметром на напряжение 1000-2500 В;
    - при профилактических испытаниях и прожиганиях абонентских кабельных линий в целях быстрого обнаружения перекрытий и усиленного коронирования на муфтах, а также для быстрого обнаружения возможного загорания кабелей, абонент обязан обеспечить наблюдение за соединительными и концевыми муфтами с обеих сторон кабельной линии (в течении всего времени, пока к кабелю приложено напряжение);
    - копии протоколов испытаний абонентских кабельных линий должны передаваться оперативному персоналу подстанции для учета состояния их.
  19. Конструкции абонентских кабелей, прокладываемых в общих каналах подстанции, должны удовлетворять требованиям ПУЭ, ТУ и ГОСТ.
  20. Ответственный за электрохозяйство УГЭС, по первому требованию руководителя УРЭС устраняет все отклонения от норм, обнаруженные на абонентских кабельных линиях.

## XI. Ликвидация технологических нарушений и отклонений от нормального режима.

1. Для своевременного принятия мер ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС), в соответствии с принадлежностью оборудования, должны немедленно сообщать ДОДС УГЭС (ДОДС СевЭС) согласно диспетчерской подведомственности оборудования и устройств РЗА о следующих нарушениях режима на своих объектах:
  - отключении, включении оборудования;
  - нарушении электроснабжения потребителей;
  - недопустимом повышении, снижении, исчезновении напряжения;
  - перегрузки и резком изменения режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов;
  - резком изменении частоты, перетоков мощности;
  - возникновение несимметричных режимов на линиях электропередачи, трансформаторах (в том числе и измерительных);
  - работе РЗА, работе АВР, АПВ, АЧР, ЧАПВ;
  - отказе устройств РЗА;
  - повреждении (угрозе повреждения) оборудования;
  - опасности для людей.

- Причина отключения оборудования или отклонения от нормального режима сообщается по мере ее выяснения.
2. При этом во время ликвидации аварии для разгрузки ДОДС СевЭС (ДОДС УГЭС) и ускорения ликвидации технологического нарушения, запрещаются сообщения от ДОДС УГЭС (ДОДС СевЭС) о «толчках» тока, напряжения, запуска защит и т.п., если на самом объекте не произошло технологическое нарушение и не было отмечено нарушений режима.
  3. Ликвидацией технологических нарушений, отклонениях от нормального режима электрических сетей и оборудования руководит диспетчер, в оперативном управлении которого находится оборудование. Стороны информируют друг друга о ходе ликвидации технологического нарушения и о выполненных мероприятиях.
  4. ДОДС СевЭС сообщает ДОДС УГЭС в зависимости от аварийной ситуации или режима работы энергообъектов СевЭС о необходимости перевода нагрузки на аварийные или резервные источники электроснабжения.
  5. При исчезновении напряжения от энергосистемы, персонал УГЭС должен немедленно перевести электроснабжение на резервные, собственные или аварийные источники электроснабжения. После подачи напряжения от энергосистемы персонал УГЭС должен согласовать свои действия с ДОДС СевЭС и в случае получения разрешения перевести электроснабжение потребителей УГЭС с резервных, собственных или аварийных источников электроснабжения на электроснабжение от энергосистемы.  
После восстановления электроснабжения от энергосистемы ДОДС УГЭС, обязан сообщить ДОДС СевЭС:
    - о времени перевода нагрузки на аварийные, резервные или собственные источники электроснабжения;
    - о времени восстановления электроснабжения от энергосистемы;
    - о величине вводимых ограничений;
  6. **При исчезновении напряжения от энергосистемы персонал УГЭС должен помнить, что напряжение может быть подано в любой момент без предупреждения.**
  7. При авариях, связанных со снижением частоты ниже уставки срабатывания устройств АЧР, установленных на энергообъектах УГЭС, персонал УГЭС обязан сообщить ДОДС СевЭС о работе АЧР, отключившиеся присоединения, с указанием объекта, времени отключения, включения от ЧАПВ (или вручную), величины отключенной мощности.
  8. АПВ присоединений питающих электроустановки УГЭС по ВЛ 10 кВ нормально введено на ПС Новоуренгойская: В-10 яч. 1.3 «РРС-2», В-10 яч. 1.7 «УГЭС-2», В-10 яч. 3.10 «УГЭС-1», В-10 яч. 4.11 «РРС-1». На ПС Варенга-Яха: В-10 яч. 1.12 «УАР».
  9. АПВ присоединений питающих электроустановки УГЭС по КЛ 10 кВ нормально выведено.
  10. После аварийного отключения КЛ, ВЛ 10, 35 кВ, независимо от работы АПВ, ручное повторное включение (РПВ) этих КЛ, ВЛ 10, 35 кВ ДОДС СевЭС производит по заявке ДОДС УГЭС, после получения информации от него:
    - 10.1. для ВЛ, о результатах осмотра ВЛ, РУ и устранения причин, вызвавших это отключение;
    - 10.2. для КЛ, о результатах осмотра и производства высоковольтных испытаний КЛ, осмотра РУ и устранения причин, вызвавших это отключение.
  11. При неуспешном РПВ последующие включение КЛ, ВЛ 10, 35 кВ будет произведено на основании письма от УГЭС на имя заместителя директора – Главного инженера СевЭС, в котором указываются:
    - 11.1. для ВЛ, результаты произведенного осмотра ВЛ, РУ, устранения причин, вызвавших отключение ВЛ;
    - 11.2. для КЛ, о результатах осмотра и производства высоковольтных испытаний КЛ, осмотра РУ, устранения причин, вызвавших это отключение и предоставления протоколов высоковольтных испытаний КЛ.
  12. При отыскании «земли» на секциях шин 10, 35 кВ ПС Новоуренгойская, ПС Варенга-Яха, ПС Ева-Яха, ПС Опорная, РТП перед отключением В-10, 35 кВ, находящихся в оперативном ведении ДОДС УГЭС, ДОДС СевЭС уведомляет и получает разрешение от ДОДС УГЭС на необходимые отключения. Длительность работы с «землей» допускается не более 2 часов.

#### ДОГОВОР

13. При авариях в энергосистеме подача электроэнергии от резервных ГПЭС-1,2 на объекты жизнеобеспечения, производит ДОДС УГЭС самостоятельно. При этом должна быть исключена подача напряжения на секции шин 10 кВ ПС Ева-Яха и ПС Новоуренгойская.
14. В рамках исполнения «Порядка передачи оперативной информации о технологических нарушениях на объектах электроэнергетики и в электроустановках потребителей электрической и тепловой энергии» введенного в действие письмом Минэнерго России от 10.07.2009г. № СВ-5064/13 и письма Минэнерго России от 05.02.2009г. № СВ-736/13 «О предоставлении информации о численности обесточенного населения», ДОДС УГЭС обязан, в случае возникновения технологического нарушения связанного с обесточением населения, ТП, РП-10(6)/0,4 кВ – в течении 10 минут, после возникновения технологического нарушения, передать информацию ДОДС СевЭС следующего содержания:
- причину возникновения технологического нарушения;
  - характеристики обесточенных потребителей (население, промышленность, котельная и т.д.);
  - численность обесточенного населения;
  - величину отключенной мощности;
  - недоотпуск электрической энергии;
  - количество обесточенных (частично обесточенных) ТП, РП-10(6)/0,4 кВ.

## XII. Оперативная связь.

1. Телефоны СевЭС.		
Газ. связь (774):	2-22-55	Диспетчер ОДС
Мин. связь (3494):	23-89-20, 23-89-02, 930-352 8-912-07-16-712 930-372 930-312 23-89-22	Диспетчер ОДС Диспетчер ОДС (резерв) Ведущий инженер ОДС Инженер ОДС Факс ОДС
2. Телефоны УГЭС.		
Мин. связь (3494)	97-86-25 99-63-78 99-63-79	Диспетчер ОДС Факс ДОДС Факс ОДС

Начальника ОДС Северных ЭС

Д.Ю. Шумель

Начальник ОДС АО «УГЭС»

Д.В. Ковалев

«Утверждаю»  
Главный инженер  
АО «Уренгойгорэлектросеть»

Б.В. Дымшаков  
«05» 04 2017 г.

«Утверждаю»  
Заместитель директора –  
Главный инженер Северных ЭС

П.Ю. Казинский  
«06» 04 2017 г.

**Приложение**  
к инструкции по взаимоотношениям оперативного персонала  
филиала АО «Тюменьэнерго» Северные электрические сети с  
оперативным персоналом АО «Уренгойгорэлектросеть»

### ПЕРЕЧЕНЬ

распределения оборудования, устройств РЗА, ПА подстанций; ЛЭП и их устройства РЗА  
эксплуатируемые СевЭС и УГЭС по способу управления.

#### 1. Оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС СевЭС:

- 1.1. ВЛ 110 кВ Уренгой – Варенга-Яха-2, ВЛ 110 кВ Уренгой – УГП-5В.
- 1.2. Трансформаторы 1T, 2T 110/35/10 кВ на ПС Варенга-Яха с коммутационными аппаратами;
- 1.3. Трансформаторы 1T, 2T 110/10-10 кВ на ПС: Ева-Яха, Новоуренгойская с коммутационными аппаратами;
- 1.4. Трансформаторы 1TCH, 2TCH 10/0,4 кВ на: РТП, РТП Крымская с коммутационными аппаратами;
- 1.5. Трансформаторы 1T, 2T 110/35/6 кВ на ПС Опорная, с коммутационными аппаратами, кроме оборудования ЗРУ-6 кВ;
- 1.6. Устройства РЗА оборудования, указанного в п. 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5.

#### 2. Оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС СевЭС, ведении ДОДС УГЭС:

- 2.1. КЛ 10 кВ:
  - КЛ 10 кВ РТП – ТП-325/1,
  - КЛ 10 кВ РТП – РП-14/1,
  - КЛ 10 кВ РТП – РП-15/1,
  - КЛ10 кВ РТП – ТП-325/2,
  - КЛ10 кВ РТП – РП-14/2,
  - КЛ10 кВ РТП – РП-15/2;
- 2.2. На ПС Новоуренгойская:
  - В-10 яч. 1.3 «РРС-2»,
  - В-10 яч. 1.7 «УГЭС-2»,
  - В-10 яч. 1.11 «РП-5/1»,
  - В-10 яч. 3.8 «РП-6/1»,
  - В-10 яч. 3.10 «УГЭС-1»,
  - В-10 яч. 2.5 «РП-6/2»,
  - В-10 яч. 4.2 «РП-5/2»,
  - В-10 яч. 4.11 «РРС-1»,
- 2.3. На ПС Ева-Яха:
  - В-10 яч. 1.2 «РП-15/1»,
  - В-10 яч. 1.5 «УГЭС-3»,
  - В-10 яч. 3.5 «РП-14/1»,
  - В-10 яч. 2.6 «РП-15/2»,
  - В-10 яч. 4.8 «УГЭС-4»,
  - В-10 яч. 4.10 «РП-14/2»;
- 2.4. На Ямал:
  - В-10 яч. 3.4 «РП-9/1»,
  - В-10 яч. 2.7 «РП-9/2»;
- 2.5. На ПС Варенга-Яха:
  - В-35 Луч-1,
  - В-35 Луч-2,
  - В-10 яч. 1.12 «УАР»;

- 2.6. В РТП:
- В-10 яч. 5 «ТП-342/1»,
  - В-10 яч. 7 «ТП-325/1»,
  - В-10 яч. 9 «РП-15/1»,
  - В-10 яч. 11 «РП-14/1»;
  - В-10 яч. 6 «ТП-342/2»,
  - В-10 яч. 8 «ТП-325/2»,
  - В-10 яч. 18 «РП-15/2»,
  - В-10 яч. 14 «РП-14/2»;
- 2.7. В РТП Крымская:
- В-10 яч. 9 «ТП-90/1»,
  - В-10 яч. 10 «ТП-90/2»;
- 2.8. Устройства РЗА оборудования, указанного в п. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5., 2.6., 2.7.
3. Оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС УГЭС, ведении ДОДС СевЭС:
- 3.1. ВЛ-35кВ:
- ВЛ-35 Луч-1,
  - ВЛ-35 Луч-2;
- 3.2. КЛ 10 кВ:
- КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РРС-1,
  - КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РП-5/1,
  - КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РП-6/1,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-15/1,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-14/1,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – УГЭС-3,
  - КЛ 10 кВ Ямал – РП-9/1,
  - КЛ 10 кВ РТП – ТП-342/1,
  - КЛ 10 кВ Крымская – ТП-90/1,
  - КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РРС-2,
  - КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РП-5/2,
  - КЛ 10 кВ Новоуренгойская – РП-6/2,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-15/2,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – РП-14/2,
  - КЛ 10 кВ Ева-Яха – УГЭС-4,
  - КЛ 10 кВ Ямал – РП-9/2,
  - КЛ 10 кВ РТП – ТП-342/2,
  - КЛ 10 кВ Крымская – ТП-90/2;
- 3.3. ВЛ 10кВ:
- ВЛ 10 кВ Новоуренгойская – УГЭС-1,
  - ВЛ 10 кВ Варенга-Яха – УАР;
  - ВЛ 10 кВ Новоуренгойская – УГЭС-2,
- 3.4. На ПС Город:
- ЛР-35 Луч-1,
  - ТР-35 1Т,
  - 1РРП-35,
  - ЛР-35 Луч-2,
  - ТР-35 2Т,
  - 2РРП-35;
- 3.5. На ПС Поселок, Водозабор:
- ЛР-35 Луч-1,
  - 1РРП-35,
  - ЛР-35 Луч-2,
  - 2РРП-35;
- 3.6. На ПС: Опорная:
- В-6 1Т,
  - В-6 2Т,
  - СВ-6,
  - ШР-6 1Т,
  - ШР-6 2Т;
- 3.7. Устройства РЗА оборудования, указанного в п. 3.6;
- 3.8. Устройства АЧР, ЧАПВ-6, 10 кВ установленные на энергообъектах УГЭС.

4. Оборудование, находящееся в оперативном управлении ДПДС УФ ГПЭ, ведении ДОДС СевЭС и ДОДС УГЭС:
- 4.1. На ПС Аэропорт:
- ЛР-35 Луч-1,
  - 1РРП-35,
  - ЛР-35 Луч-2,
  - 2РРП-35;

**5. Оборудование, находящееся в оперативном управлении ДОДС УГЭС:**

- 5.1. Оборудование 6, 10, 35кВ от границ раздела балансовой принадлежности и далее по схеме электроустановок УГЭС, не указанное в п. 1, 2, 3.

Начальника ОДС Северных ЭС

Д.Ю. Шумель

Начальник ОДС АО «УГЭС»

Д.В. Ковалев

**Протокол разногласий  
к Договору № Н/12-02у от 20.11.2017 г.  
оказания услуг по передаче электрической энергии**

г. Новый Уренгой

10 декабря 2017г.

<b>Номер пункта договора</b>	<b>Редакция Исполнителя Акционерное общество энергетики и электрификации «Тюменьэнерго»</b>	<b>Редакция Заказчика АО «Уренгойгорэлектросеть»</b>
Раздел 7	По тексту договора раздел 7 «Порядок определения объемов оказанных услуг по точкам отпуска электрической энергии (Приложение 1.1) и порядок их оплаты».	Исключить
Приложение № 1	По тексту договора Приложение 1 «Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета г. Новый Уренгой»	Приложение №1 «Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета г. Новый Уренгой», являющееся неотъемлемой частью Договора, изменить и принять в редакции, прилагаемой к настоящему Протоколу разногласий.
Приложение 1.1	По тексту договора Приложение 1.1 «Перечень точек отпуска электрической энергии из сети Заказчика»	Исключить
Приложение 2	По тексту договора Приложение №2. «Объемы передачи электрической энергии и мощности на 2018 год»	Приложение №2. «Объемы передачи электрической энергии и мощности на 2018 год», являющееся неотъемлемой частью Договора, изменить и принять в редакции, прилагаемой к настоящему Протоколу разногласий.

Договор №Н/12-02у от 20.11.2017г. вступает в силу с 01 января 2018 г. с Протоколом разногласий. Действующей редакцией стороны условились считать редакцию Заказчика.

Настоящий Протокол разногласий №1 составлен в двух экземплярах, по одному для каждой из сторон и является неотъемлемой частью Договора №Н/12-02у от 20.11.2017г.

Приложения к протоколу разногласий:

1. Приложение №1 «Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета г. Новый Уренгой».
2. Приложение №2 «Объемы передачи электрической энергии и мощности на 2018 год».

**Заказчик:**

**Акционерное общество  
«Уренгойгорэлектросеть»**

**Р.С. Шершнев**

**Исполнитель:**

**Акционерное общество энергетики и  
электрификации «Тюменьэнерго»**

**Д.А. Домашний**

**ДОГОВОР**

АО «Тюменьэнерго»

филиал

«Северные электрические сети»

## Перечень точек поставки электрической энергии и приборов учета г. Новый Уренгой

№ п/п	Источник питания	Наименование присоединения	Место установки приборов учета	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		Тип электросчётика	Класс точности электро счётника	Заводской номер электросчётика	Дата предыдущей поверки	Межповерочный интервал	Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон			Пропускная способность, кВА	Категория надежности энергопринимающих устройств	Допустимое число часов ограничения потребления в год и срок восстановления энергопринимающих устройств	Реквизиты актов технологической и (или) аварийной бригады		
				Тип	Коэф	Тип	Коэффи.						Реквизиты акта	Максимальная мощность, МВт	tg ф	Балансовая принадлежность приборов учета					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
<b>Из сети АО "Тюменьэнерго"</b>																					
1	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №3.10 УГЭС-1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.10	ТЛО-10-2У3	200/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080101	18.12.2008	18.12.2018	10	№ 41/12 от 10.06.2013г.	1,1	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	3,46	3	72 часа	-
2	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №1.7 УГЭС-2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.7	ТОЛ-СЭШ-10-21	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080301	15.12.2008	15.12.2018	10	№ 42/12 от 14.06.2013г.	1	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	3,46	3	72 часа	-
3	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №1.11 РП 5/1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.11	ТЛО-10-2У3	600/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080462	24.12.2008	24.12.2018	10	№622/03-10-АРБП от 10.12.2015г. №622/03-10-АРЗО от 10.12.2015г.	1,55	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	10,38	1,2,3	72 часа	-
4	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №4.2 РП 5/2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.2	ТОЛ-СВЭЛ-10-8	600/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080386	20.12.2008	20.12.2018	10		1,55			10,38			-
5	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №3.8 РП 6/1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.8	ТЛО-10-2У3	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080420	24.12.2008	24.12.2018	10	№19/12 от 27.11.2012г.	2,15	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	5,19	1,2,3	72 часа	-
6	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч.10 кВ №2.5 РП 6/2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.2.5	ТЛО-10-2У3	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080262	15.12.2008	15.12.2018	10		2,15			5,19			-
7	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №1.3 РРС-2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.3	ТЛО-10-4У3	50/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080490	20.12.2008	20.12.2018	10	№146/15-6 от 05.03.2015г. №146/15-5 от 05.03.2015г.	0,03	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	-	-	72 часа	-
8	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №4.11 РРС-1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.11	ТЛО-10-4У3	50/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080610	24.12.2008	24.12.2018	10		0,13			-			-
9	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №1.12 РК-2/2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.1.12	ТЛО-10-2У3	600/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080413	20.12.2008	20.12.2018	10		0,95	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	10,38	1	72 часа	б/п от 24.01.2011
10	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №2.8 РК-2/1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.2.8	ТЛО-10-2У3	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080327	15.12.2008	15.12.2018	10		0,95			5,19			
11	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №3.11 ТП-170/2	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.3.11	ТЛО-10-2У3	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080504	20.12.2008	20.12.2018	10		0,175	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	5,19	1	72 часа	
12	ПС-110/10 кВ Новоуренгойская	яч. 10 кВ №4.4 ТП-170/1	ПС 110/10 Новоуренгойская ЗРУ-10кВ яч.4.4	ТЛО-10-2У3	300/5	ЗНОЛ.06- 10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080236	15.12.2008	15.12.2018	10		0,175			5,19			
13	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №3.5 РП4/1	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.3.5	ТЛО-10-2У3	600/5	НАМИ-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080029	16.12.2008	16.12.2018	10	№18/12 от 27.11.2012г.	0,75	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	10,38	1,2,3	72 часа	-
14	ПС-110/10 кВ Ева-Яха	яч.10 кВ №4.10 РП-14/2	ПС 110/10 Ева-Яха ЗРУ-10кВ яч.4.10	ТЛО-10-2У3	600/5	НАМИ-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080207	15.12.2008	15.12.2018	10	ДОГ СВ ОР АО «Тюменьэнерго» филиал	10,38						-

«Северные электрические сети»

№ ли ни	Источник питания	Наименование присоединения	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		Класс изоляции запасной потреби тельнико в	Запасной потреби тельнико в	Акт разграничения билатеральной ответственности сторон																								
			Метро установки приборов учета	Тип	Коэффициент перемножения	Тип	Коэффициент перемножения															Допустимое число часов ограничения потребления в год и срок восстановления энергопринимающих устройств											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24										
15	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №12 РН 15/1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080251	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 35/2 от 11.06.2013г.	0	0,1	АО "Тюменэнерго"	10,38	2	72 часа	-												
16	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №3,6 РН 15/2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080335	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	2,25	0,1	АО "Тюменэнерго"	3,46	2	72 часа	-												
17	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №4,8 УТЭС-4	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	200/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080339	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	2,25	0,1	Северные электрические сети	3,46	-	-	-												
18	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №1,5 УТЭС-3	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	200/5	HAMH-10-95 УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080306	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	2,25	0,4	АО "Тюменэнерго"	5,19	1	72 часа	№ 610 от 24.01.2011г.												
19	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №1,0 РН 300/1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	300/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080339	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	0,4	0,1	Северные электрические сети	5,19	-	-	-												
20	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №2,2 РН 300/2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	300/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080334	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	1,14	0,1	АО "Тюменэнерго"	10,4	1	72 часа	-												
21	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №3,2 РН 4/2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080332	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	1,14	0,1	Северные электрические сети	5,2	-	-	-												
22	ПС-110/10 кВ Еса-Яка	8410 кВ №3,6 РН 4/1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	300/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080334	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 36/12 от 27.11.2012г.	0,2	АО "Тюменэнерго"	36,33	1,2,3	72 часа	-													
23	ПС-110/25/6 кВ Опорная	8410 кВ №3,6 РН 1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080085	16.12.2008	16.12.2008	10	№ 9/13 от 11.11.2013г.	0	0,2	Северные электрические сети	36,33	-	-	-												
24	ПС-110/25/6 кВ Опорная	8410 кВ №3,6 РН 2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	300/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080086	16.12.2008	16.12.2008	10	№ 9/13 от 11.11.2013г.	0,2	АО "Тюменэнерго"	36,33	1,2,3	72 часа	-													
25	ПС-110/25/6 кВ Опорная	8410 кВ №1 Б-6 1-Т	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080227	16.12.2008	16.12.2008	10	№ 9/12 от 27.11.2012г.	6,75	0,2	АО "Тюменэнерго"	15,57	1,2,3	72 часа	-												
26	ПС-110/25/6 кВ Опорная	8410 кВ №1 Б-6 2-Т	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080213	16.12.2008	16.12.2008	10	№ 9/12 от 27.11.2012г.	6,75	0,2	"Ургентная разработка"	15,57	-	-	-												
27	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яка	8410 кВ №7 Лун-1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0104077212	15.12.2008	15.12.2008	10	№ 5/12 от 27.11.2012г.	9,7	0,2	АО "Тюменэнерго"	36,33	-	-	-												
28	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яка	8410 кВ №4 Лун-2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0108072101	07.11.2008	07.11.2008	10	№ 5/12 от 27.11.2012г.	9,7	0,2	Северные электрические сети	36,3	-	-	-												
29	ПС-110/35/10 кВ Варенга-Яка	8410 кВ №12 УДР	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0108072101	07.11.2008	07.11.2008	10	№ 5/12 от 27.11.2012г.	6,75	0,2	"Ургентная разработка"	15,57	-	-	-												
30	ПС-110/4 кВ Краснокам	8410 кВ №9 УДР	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0112080213	16.12.2008	16.12.2008	10	№ 5/12 от 27.11.2012г.	6,75	0,2	АО "Тюменэнерго"	36,33	-	-	-												
31	ПС-110/4 кВ Краснокам	8410 кВ №10 УДР	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	011135783	22.01.2014	22.01.2014	12	№ 22/3 от 12.01.2015г.	0,9135	0,4	Северные электрические сети	3,46	3	72 часа	-												
32	ПС-110/4 кВ Янз	8410 кВ №2,7 ПН-3/2	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0111162111	09.06.2016	09.06.2016	12	№ 7/6/14 от 16.12.2015г.	0,9135	0,4	АО "Тюменэнерго"	-	2	72 часа	-												
33	ПС-110/4 кВ Янз	8410 кВ №3,4 ПН-9/1	ПС 110/10 Еса-	РН 10-2У3	600/5	HAMH-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0111162104	09.11.2016	09.11.2016	12	№ 7/6/14 от 16.12.2015г.	0,9135	0,4	Северные электрические сети	-	2	72 часа	-												
34	ПС-110/4 кВ Янз ПС-110/10 кВ Янз	8410 кВ №2,1 ПН-14/23	ПС 110/10 Еса-	РН 14/23	600/5	HAMH-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0111162104	09.11.2016	09.11.2016	12	№ 11/8/3 от 16.09.2014г.	0,9135	0,4	АО "Тюменэнерго"	-	-	-	-												
35	ПС-110/4 кВ Янз ПС-110/10 кВ Янз	8410 кВ №3,4 ПН-14/2	ПС 110/10 Еса-	РН 14/2	600/5	HAMH-10-95УХЛ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,5S	0111162104	09.11.2016	09.11.2016	12	№ 11/8/3 от 16.09.2014г.	0,9135	0,4	АО "Тюменэнерго"	3,15	1,2,3	72 часа	-												

№ п/п	Источник питания	Наименование присоединения	Место установки приборов учета	Трансформатор тока		Трансформатор напряжения		Тип электросчёта	Класс точности электро счетчика	Заводской номер электросчётика	Дата предыдущей поверки	Межповерочный интервал	Акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон			Пропускная способность, кВА	Категория надежности энергопринимающих устройств	Допустимое число часов ограничения потребления в ГОД и срок восстановления энергопринимающих устройств	Реквизиты актов технологической и (или) аварийной брони		
				Тип	Коэффиц.	Тип	Коэффиц.						Реквизиты акта	Максимальная мощность, МВт	tg φ	Балансовая принадлежность приборов учета					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
36	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №9 РП-15/1	РП-15 ЗРУ 10 кВ яч.7	ТОЛ-СЭЩ-10	600/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5	06052375	30.06.2005	30.06.2015	6	№ 10/12 от 27.11.2012г.	2,75	0,3	АО "Уренгойгорэлектросеть"	3,15	1,2,3	72 часа	-
37	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №18 РП-15/2	РП-15 ЗРУ 10 кВ яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10	600/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5	03032039	23.08.2008	23.08.2018	6		2,75						-
38	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №7 ТП-325/1	ТП-325-1 яч.7	ТОЛ-СЭЩ-10	200/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,55	0805111483	25.06.2017	25.06.2027	10	№ 7/12 от 27.11.2012г.	2	0,3	АО "Уренгойгорэлектросеть"	3,46	1,2,3	72 часа	-
39	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №8 ТП-325/2	ТП-325-2 яч.8	ТОЛ-СЭЩ-10	200/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,55	0811160055	20.06.2016	20.06.2026	10		2						-
40	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №5 ТП-342/1	ТП-342/1 яч.5	ТОЛ-СЭЩ-10-23	100/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,55	0211140216	25.06.2016	25.06.2026	10	№148/15-6 от 17.03.2015г., №148/15-3 от 17.03.2015г.	0,8385	0,1	АО "Тюменьэнерго" Северные электрические сети	-	2	72 часа	-
41	РПП 10/0,4 [Центр питания ПС 110/10 Ямал]	яч. 10 кВ №6 ТП-342/2	ТП-342/2 яч.6	ТОЛ-СЭЩ-10-23	100/5	ЗНОЛ-06-10 УЗ	10000/100	СЭТ-4ТМ.03.01	0,55	811140321	03.06.2016	03.11.2026	10		0,8385						-

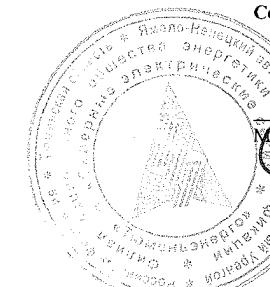
"Заказчик"



/Р.С. Шершинев/

"Исполнитель"

Директор филиала АО «Тюменьэнерго»  
Северные электрические сети



/Д.А. Домашний/

ДОГОВОР  
АО «Тюменьэнерго»  
филиал  
«Северные электрические сети»

### Объемы передачи электрической энергии и мощности на 2018 год

Тарифная группа		Уровень напряжения	Единицы измерения	Год	1 полугодие	2 полугодие	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
					31	28	31	30	31	30	31	31	31	31	30	31	30	31

1. Поступило из сети АО "Тюменьэнерго" в сети АО "УГЭС" (г. Новый Уренгой) ВСЕГО:

Мощность, МВт	ИТОГО:	МВт.	46,809	47,358	46,269	57,294	56,167	50,855	45,748	41,919	32,482	28,854	32,688	48,042	50,746	56,019	61,635
	ВН	МВт.	46,809	47,358	46,269	57,294	56,167	50,855	45,748	41,919	32,482	28,854	32,688	48,042	50,746	56,019	61,635
Электроэнергия, МВт·ч	ИТОГО:	тыс.кВт·ч	328034,83	164576,87	163457,96	34101,58	30195,53	30269,00	26351,00	24949,90	18709,86	17174,09	19455,87	27672,00	30204,00	32267,00	36685,00
	ВН	тыс.кВт·ч	328034,83	164576,87	163457,96	34101,58	30195,53	30269,00	26351,00	24949,90	18709,86	17174,09	19455,87	27672,00	30204,00	32267,00	36685,00

Заказчик:  
АО "Уренгойтрансэнергосеть"  
Генеральный директор

Р.С. Шершнев/  
М.П.

Заказчик:  
АО "Тюменьэнерго"  
Директор филиала Северные электрические сети

/Д.А. Домашний/  
М.П.

ДОГОВОР  
АО «Тюменьэнерго»  
филиал  
«Северные электрические сети»