

**Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада»**, именуемое в дальнейшем «Заказчик» (ПАО «МРСК Северо-Запада», именуемое в дальнейшем «Заказчик»), в лице **Колодей Людмилы Геннадьевны**, действующей на основании доверенности № 2 от 31.12.2019 года, с одной стороны, и **АО «Энергосервис Северо-Запада»** в лице **Охотина Виталия Германовича**, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Энергосервисная компания», далее совместно именуемые «Стороны», на основании Протокола заочного заседания Центральной конкурсной комиссии ПАО «МРСК Северо-Запада» № 4 от 20.01.2020 года заключили настоящий энергосервисный договор (далее - Договор) о нижеследующем:

## **1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА**

**1.1.** Целью заключения настоящего Договора является снижение фактических потерь электроэнергии при ее передаче по Элементом сети Заказчика (далее - Экономия энергетических ресурсов) за счет реализации Энергосервисной компанией комплекса мероприятий, в том числе направленных на внедрение систем учета электроэнергии в объеме, определенном сторонами в Приложении 6. Методика определения эффекта от реализации мероприятия приведена в Приложениях №2.1. и 2.2. к настоящему договору.

Для целей настоящего Договора приняты следующие определения:

*Элемент сети* – совокупность электрооборудования (воздушные, кабельные линии электропередачи, трансформаторные подстанции и распределительные пункты, относящиеся к одному из следующих уровней напряжений: 0,22 кВ, 0,4 кВ, 1 кВ, 6 кВ, 10 кВ), технологически связанного с одним фидером (воздушной или кабельной линией электропередач классом напряжения 6 или 10 кВ) или несколькими закольцованными фидерами.

*Группа Элементов сети* – перечень Элементов сети, определенный в соответствующую группу очередности внедрения в соответствии с Приложением №13.

*Фактические потери электроэнергии в Элементе сети* – арифметическая разность между поступлением электроэнергии в элемент сети и отпуском электроэнергии из элемента сети, определяемая на основании показаний приборов учета электроэнергии или расчетного способа в соответствии с требованиями действующего законодательства.

*Объем экономии энергетических ресурсов (Объем экономии)* – арифметическая разность между объемом потерь электроэнергии в натуральном выражении в соответствующем периоде Базового периода, указанным в Приложении № 3 к настоящему Договору, и фактическим объемом потерь электроэнергии в натуральном выражении, приведенным в сопоставимые условия к базовому периоду (с учетом изменения технологических потерь электроэнергии) в расчетном периоде, рассчитываемая в соответствии с Приложением №2.1. и 2.2. к настоящему Договору). Показатели Объема экономии указаны в Приложении № 3 к настоящему Договору.

*Период определения экономии энергетических ресурсов* – период времени, определяемый по каждой Группе элементов сети, начиная с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором Стороны подписали Акт выполненных мероприятий (Приложение №7 к Договору) после успешного завершения по Группе Элементов сети этапа №8 Плана мероприятий (Приложение № 1) по дате, когда суммарный размер платежей со стороны Заказчика в пользу Энергосервисной компании по Группе элементов сети станет равным фактической стоимости договора, но не более планового срока окупаемости, установленного Приложением 15.1., который не должен превышать 8 лет. В течение данного периода каждый расчетный период осуществляется сбор показаний счетчиков по системе учета электроэнергии каждой из Групп элементов сети, по итогам которого определяется достижение (либо не достижение) плановых величин экономии энергии, отраженных в Приложении № 3 к настоящему Договору, по соответствующей Группе элементов сети.

*Базовый период* – период, для которого в Приложении №3 определены базисные условия планируемого расчета экономии энергетических ресурсов.

*Расчетный период* – календарный месяц.

*Результат выполненных мероприятий* – фактическая экономия энергетических ресурсов в элементах сети Заказчика, а также фактически оказанные услуги, поставленное и установленное оборудование и материалы, в рамках реализации настоящего Договора.

*Энергетический ресурс* – для целей настоящего Договора – электрическая энергия.

*Опытная эксплуатация системы учета* - эксплуатация системы учета с удаленным сбором (технических средств системы учета с удаленным сбором данных) в режиме непрерывной работы в условиях работающего основного электротехнического оборудования продолжительностью не менее 1 месяца с целью определения соответствия установленного оборудования и программного обеспечения техническим требованиям технического задания и проектной документации, а также выполнения компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации системы учета устанавливаются техническим заданием.

*Промышленная эксплуатация системы учета* - эксплуатация системы учета с удаленным сбором данных (технических средств системы учета с удаленным сбором данных) по результатам успешного проведения приемочных испытаний, проверок и измерений в рамках опытной эксплуатации и оформления акта приемки заказчиком законченного строительством объекта (форма № КС-11) на основе результатов проведенных проверок, испытаний и измерений, документов, подтверждающих соответствие принимаемого объекта утвержденному проекту, нормам, правилам и стандартам.

*Комплекс учета электрической энергии* - совокупность смонтированных Энергосервисной компанией приборов учета, оборудования, материалов и результатов выполненных работ в рамках исполнения обязательств по настоящему договору для включения в Систему учёта электрической энергии Заказчика и/или расширения Системы учёта электрической энергии Заказчика.

*Система учета электрической энергии* – совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии.

**1.2.** Предметом энергосервисного договора является осуществление энергосервисной компанией мероприятий (выполнение работ (оказание услуг)), направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (в том числе снижения технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче в электрических сетях) заказчиком, определенных в п. 1.4 настоящего Договора, на объектах Заказчика.

**1.3.** Для достижения результата выполненных мероприятий по настоящему Договору, Заказчик обязуется создать Энергосервисной компании необходимые условия для выполнения мероприятий.

**1.4.** Перечень и описание мероприятий, которые обязана выполнить Энергосервисная компания, а также срок реализации каждого мероприятия согласованы Сторонами в Плане мероприятий, который является неотъемлемой частью настоящего Договора (Приложение №1 к настоящему Договору).

**1.5.** Для реализации мероприятий, указанных в п.1.4 настоящего договора, на объектах потребителей, присоединенных к Элементам сети Заказчика, Энергосервисная компания действует по доверенности, выданной Заказчиком.

**1.6.** Планируемый Объем экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении, обеспечиваемый реализацией Энергосервисной компанией в результате исполнения настоящего Договора мероприятий (выполнением работ), направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (в том числе снижения технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче в электрических сетях) Заказчиком, определен Сторонами на основании исходных данных Заказчика, содержащихся в Приложении №3 к настоящему Договору, и составляет 40 427 000 кВт\*ч за период действия настоящего договора, при этом планируемая стоимость

сэкономленных энергетических ресурсов (с учетом увеличения выручки вследствие роста объема переданной электрической энергии) за период действия настоящего Договора определена Сторонами в 775 917 387 (семьсот семьдесят пять миллионов девятьсот семнадцать тысяч триста восемьдесят семь) рублей 49 копеек, в том числе НДС 20% - 129 319 564 (сто двадцать девять миллионов триста девятнадцать тысяч пятьсот шестьдесят четыре) рубля 58 копеек по ценам (тарифам) на энергетические ресурсы, указанным в Приложении 15.1.

1.7. Работы, поставка оборудования и материалов в рамках настоящего договора выполняются в соответствии с Техническим заданием (Приложение №9).

1.8. Все расходы по реализации мероприятий в рамках исполнения настоящего Договора возлагаются на Энергосервисную компанию.

1.9. Заказчик осуществляет возмещение фактически понесенных Энергосервисной компанией расходов в рамках исполнения настоящего Договора в зависимости от фактически достигнутой экономии энергетических ресурсов.

## 2. ЦЕНА ДОГОВОРА

2.1. Плановая стоимость настоящего Договора формируется по каждой Группе Элементов сети в соответствии с Приложением №15.2 к настоящему договору, исходя из причитающейся Энергосервисной компании доли (90 %) плановой экономии энергетических ресурсов на расчетный период в натуральном выражении, указанной в Приложении 15.1, определенной в стоимостном выражении по прогнозным ценам покупки потерь электроэнергии и тарифам на услуги по передаче электроэнергии, и плановой стоимости мероприятий, которые должна выполнить Энергосервисная компания по каждой Группе элементов сети в соответствии с Приложением №15.2 и составляет не более чем 698 325 648 (шестьсот девяносто восемь миллионов триста двадцать пять тысяч шестьсот сорок восемь) рублей 74 копейки, в том числе НДС 20% - 116 387 608 (сто шестнадцать миллионов триста восемьдесят семь тысяч шестьсот восемь) рублей 12 копеек.

2.2. Фактическая стоимость Договора определяется по каждой Группе Элементов сети, исходя из стоимости фактически выполненных Энергосервисной компанией мероприятий по каждой Группе Элементов сети, подтвержденной локальными сметными расчетами, согласованными Заказчиком по результатам предпроектного обследования, оформления техно-рабочего проекта и согласования проектно-сметной документации по каждой группе Элементов сети и Актами выполненных мероприятий в рамках энергосервисного договора (Приложение №7), оформленными по каждой группе Элементов сети.

2.3. В случае, если при проведении Энергосервисной компанией предпроектного обследования (этап 1 Плана мероприятий, согласованный сторонами в Приложении №1) по какой либо Группе элементов сети будет выявлено несоответствие объема плановой экономии энергетических ресурсов (Приложение №3) и/или планового объема и стоимости мероприятий, которые должна выполнить Энергосервисная компания по данной Группе элементов сети в соответствии с требованиями технического задания (Приложение №9) фактическим данным, необходимость выполнения дополнительного объема работ и изменение стоимости мероприятий, согласовывается Сторонами путем оформления дополнительного соглашения к настоящему Договору.

## 3. Порядок расчетов и оплаты

3.1. Датой начала платежей по Группе Элементов сети является дата начала периода определения экономии энергетических ресурсов, которая совпадает с датой начала этапа №9 «Промышленная эксплуатация» в соответствии с Приложением № 1 к настоящему Договору, которая совпадает с первым днем месяца, следующего за месяцем, по состоянию на конец которого Стороны подписали Акт выполненных мероприятий (Приложение №7 к Договору) после успешного завершения по Группе Элементов сети этапа №8 «Допуск в эксплуатацию не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии для коммерческих расчетов с Энергосбытовой компанией (Гарантирующим поставщиком) и потребителем электрической энергии» Плана мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией в рамках энергосервисного договора, представленного в Приложении №1.

3.2. Фактическая стоимость сэкономленных энергетических ресурсов в каждом расчетном периоде определяется Заказчиком в соответствии с Приложением №2.1. и 2.2. к

настоящему Договору, являющимся неотъемлемой частью настоящего Договора. Стоимость сэкономленных энергетических ресурсов определяется Заказчиком отдельно для каждой Группы Элементов сети, по действующим в расчетном периоде ценам (тарифам) на соответствующие энергетические ресурсы с учетом дополнительной выручки от роста объема оказанных услуг по передаче электроэнергии (при наличии) с последующим включением в Акт достижения экономии за расчетный период, оформляемый в соответствии с п.3.3. настоящего Договора.

**3.3.** По итогам каждого расчетного периода в течение периода определения экономии энергетических ресурсов по каждой группе Элементов сети стороны оформляют Акт достижения экономии за расчетный период (Приложение №5) в соответствии с требованиями настоящего Договора. Два экземпляра Акта достижения экономии за расчетный период по каждой группе Элементов сети предоставляются Энергосервисной компании Заказчиком для рассмотрения и подписания не позднее 10 (десятого) числа месяца, следующего за расчетным месяцем, Энергосервисная компания обязана рассмотреть и подписать Акт достижения экономии за расчетный период или представить замечания к нему в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения.

В случаях не предоставления Заказчиком Акта достижения экономии за расчетный период в установленные сроки, Энергосервисная компания вправе самостоятельно сформировать и направить Заказчику Акт достижения экономии в объеме плановой величины экономии и минимального гарантированного платежа. Заказчик обязан рассмотреть представленный Акт достижения экономии в течение 3 (трех) рабочих дней, подписать Акт достижения экономии за расчетный период, или представить Энергосервисной компании замечания к Акту.

**3.4.** В случае неполучения Заказчиком от Энергосервисной компании в вышеуказанный срок подписанного Акта, либо замечаний к нему, Акт достижения экономии считается подписанным.

**3.5.** Датой завершения платежей по Группе элементов сети является дата, когда суммарный размер платежей со стороны Заказчика в пользу Энергосервисной компании по Группе элементов сети станет равным фактической стоимости договора по Группе элементов сети (дата завершения периода определения экономии энергетических ресурсов по Группе элементов сети). Объем платежей не может превышать фактической стоимости договора по группе элементов сети, определяемой в соответствии с п.2.2 настоящего Договора. Оплата услуг Энергосервисной компании осуществляется в течение периода определения экономии энергетических ресурсов в следующем порядке:

**3.5.1** В случае, если по итогам расчетного периода по Группе Элементов сети одновременно выполняются следующие условия:

- величина фактической экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении по Группе Элементов сети, указанная в согласованном сторонами Акте достижения экономии за расчетный период, больше, либо равна величине планового объема экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении для соответствующей Группы элементов сети, указанного в Приложении № 3 к настоящему Договору,

- Энергосервисной компанией надлежащим образом и в полном объеме выполнены этапы 1-8 Плана мероприятий по соответствующей Группе Элементов сети, что подтверждено подписанными Сторонами Актами выполненных мероприятий в рамках Энергосервисного договора (по форме Приложения №7 к настоящему Договору),

- Заказчик обязуется произвести выплату Энергосервисной компании в размере 90% фактической стоимости сэкономленных энергетических ресурсов в соответствии с Актом достижения экономии за расчетный период по соответствующей Группе Элементов сети.

**3.5.2** В случае если в каком-либо из расчетных периодов по Группе Элементов сети одновременно выполняются следующие условия:

- величина фактической экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении по Группе Элементов сети, указанная в согласованном сторонами Акте достижения экономии за расчетный период, меньше величины планируемого Объема экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении для соответствующей Группы элементов сети, указанного в Приложении № 3 к настоящему Договору,

- Энергосервисной компанией надлежащим образом и в полном объеме выполнены этапы 1-8 Плана мероприятий по соответствующей Группе Элементов сети, что подтверждено подписанными Сторонами Актами выполненных мероприятий в рамках Энергосервисного договора (по форме Приложения №7 к настоящему Договору),

- Заказчик обязуется произвести выплату Энергосервисной компании в размере гарантированного минимального месячного платежа за энергосервисные услуги.

Размер гарантированного минимального месячного платежа составляет 90 (девяносто) процентов от плановой стоимости экономии энергетических ресурсов для соответствующего расчетного периода по соответствующей Группе элементов сети, указанной в Приложении №15.1 к настоящему Договору.

В случае если в каком-либо из расчетных периодов по группе Элементов сети совокупность указанных выше условий одновременно не выполняется, то выплаты Энергосервисной компании по такой группе Элементов сети не производятся.

3.5.3 В случае, если по истечении периода действия настоящего Договора, суммарный размер платежей со стороны Заказчика в пользу Энергосервисной компании по Группе элементов сети не достиг (меньше) фактической стоимости мероприятий по этой Группе элементов сети и выполняются условия пунктов 3.5.1, или 3.5.2 Договора, оплата услуг Энергосервисной компании продолжается до момента оплаты фактической стоимости мероприятий по этой Группе элементов сети.

3.6. Расчеты ведутся в безналичной форме, путем перечисления денежных средств на расчетный счет Энергосервисной компании, датой оплаты является дата списания денежных средств с расчетного счета Заказчика. Энергосервисная компания обязана передать Заказчику счет и счет-фактуру, оформленную в соответствии с требованиями п.3 ст.168 и п.5, 6 ст.169 НК РФ и Правил Постановления Правительства РФ от 26.12.2011 № 1137 (ред. от 19.08.2017) "О формах и правилах заполнения (ведения) документов, применяемых при расчетах по налогу на добавленную стоимость", утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2011 № 1137, одновременно с Актом достижения экономии за расчетный период. Оплата осуществляется в течение 15 календарных дней с момента подписания Сторонами Акта достижения экономии за расчетный период, при наличии счета и счета-фактуры, переданных Заказчику в соответствии с требованиями настоящего пункта.

3.7. Стороны договорились 1 раз в квартал производить сверку взаиморасчетов. Заказчик направляет Энергосервисной компании Акт сверки взаиморасчетов не позднее 25 (двадцать пятого) числа месяца, следующего за отчетным кварталом. Энергосервисная компания обязана в течение 5 (пяти) рабочих дней рассмотреть и подписать Акт сверки взаиморасчетов. При наличии разногласий Акт сверки подписывается Энергосервисной компанией с разногласиями. Разногласия должны быть урегулированы Сторонами в течение 10 (десяти) рабочих дней. При не урегулировании разногласий в указанный срок спор разрешается в порядке, установленном разделом 10 настоящего Договора.

3.8. Предусмотренный настоящим разделом Договора порядок взаиморасчетов не предоставляет Энергосервисной компании права начисления Заказчику процентов по правилам статьи 317.1 Гражданского кодекса Российской Федерации.

#### **4. Срок действия договора**

4.1. Начало работ по настоящему Договору: не позднее 30 рабочих дней с даты заключения настоящего Договора.

4.2. Окончание срока действия настоящего Договора определяется по каждой Группе Элементов сети завершением периода определения экономии энергетических ресурсов.

4.3. Плановый срок окончания периода определения экономии энергетических ресурсов устанавливается по каждой Группе Элементов сети в соответствии с Приложением 15.1, 15.2 и может быть продлен согласно п.3.5.3 настоящего Договора.

4.4. Порядок досрочного расторжения настоящего Договора определен сторонами в разделе 11 настоящего Договора.

4.5. Право собственности на имущество и результаты работ (за исключением фактической экономии энергетических ресурсов в элементах сети Заказчика), созданные в процессе осуществления энергосервисных мероприятий, переходит к Заказчику в порядке и срок, предусмотренные в п. 6.6 настоящего Договора.

**4.6.** Перечень приборов учета, используемых, для определения величины экономии энергетических ресурсов после реализации мероприятий определяется Сторонами по каждой группе Элементов сети в формате Приложения №4, путем заключения дополнительных соглашений, являющимся неотъемлемой частью настоящего Договора.

**4.7.** Количественный состав оборудования, необходимого к установке определен сторонами в Приложении №6 к настоящему Договору.

**4.8.** Окончательный количественный состав оборудования для установки (Приложение №6) будет определен Сторонами по окончании предпроектного обследования. Заказчик обязуется по итогам предпроектного обследования подписать измененное Приложение №6 к настоящему Договору на основании данных согласованного сторонами технорабочего проекта в течение 15 (пяти) рабочих дней с момента получения от Энергосервисной компании проекта измененного Приложения №6 к настоящему Договору. В случае неподписания в указанный срок или непредставления мотивированного отказа от подписания измененного Приложения №6 к настоящему Договору, такое приложения считается подписанным Заказчиком.

**4.9.** В случае необходимости изменения количественного состава оборудования, обусловленного присоединением новых точек поставки потребителям и изменением топологии (реконструкции) электрических сетей Заказчик производит все работы, связанные с оборудованием новых технологических присоединений приборами учета и включением их в существующие АИИС КУЭ (автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии) за свой счет. Подключение новых потребителей без установки прибора учета на данное присоединение не допускается. В случае подключения новых потребителей по инициативе и за счет Заказчика, Заказчик ежемесячно предоставляет Энергосервисной компании данные о потреблении электроэнергии данными потребителями для корректировки величины экономии энергетических ресурсов.

**4.10.** При изменении количественного состава оборудования, Сторонами не вносятся изменения в Планируемый расчет экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении (Приложение №3), при этом Стороны фиксируют количественный состав оборудования, устанавливаемый дополнительно по мере технологического присоединения новых точек поставки в Приложении №4 и Акте выполненных мероприятий (Приложение №7). При подключении по инициативе и за счет Заказчика каждой новой точки учета после начала промышленной эксплуатации системы учета по Группе элементов сети и подписания Сторонами Акта выполненных мероприятий (Приложение №7) по итогам этапа № 8 Плана мероприятий Заказчик предоставляет Энергосервисной компании актуализированный список точек учета для определения полезного отпуска и отпуска в сеть.

**4.11.** При наличии новых технологических присоединений в период после начала промышленной эксплуатации системы учета по Группе элементов сети и подписания Сторонами Акта выполненных мероприятий (Приложение №7) по итогам этапа № 8 Плана мероприятий Энергосервисная компания имеет право скорректировать расчет экономии энергетических ресурсов на величину полезного отпуска электроэнергии новых потребителей в соответствии с методикой в Приложении №2.1. и 2.2. к настоящему Договору, а Заказчик обязан рассмотреть его и принять для осуществления дальнейших расчетов по настоящему Договору.

**4.12.** В случае, если за период действия настоящего договора, фактический объем технологического присоединения новых точек поставки и объем изменений топологии (реконструкции) электрических сетей требуют установки дополнительного количества приборов учета (измерительных комплексов), а также по истечении периода действия настоящего Договора, приборы учета, совместимые с установленным Энергосервисной компанией оборудованием, приобретаются Заказчиком самостоятельно.

**4.13.** Настоящий Договор считается заключенным с даты получения (по электронной почте или факсу) Заказчиком, направившим оферту (в том числе по электронной почте или факсу), скан-копии/копии подписанного Энергосервисной компанией экземпляра настоящего Договора без разногласий и без проставления на первом листе настоящего Договора даты и действует до полного исполнения Сторонами своих обязательств.

**4.14.** Энергосервисная компания обязуется направить подписанный с её стороны оригинал настоящего Договора Заказчику в течение 3 (трех) рабочих дней с момента его подписания без проставления на первом листе настоящего Договора даты. До момента

получения оригинала настоящего Договора его скан-копии/копии признаются равнозначными оригиналу.

**4.15.** Заказчик обязуется указать дату получения им от Энергосервисной компании скан-копии/копии настоящего Договора на первом (титульном) листе настоящего Договора как дату заключения настоящего Договора (дату Договора), а также номер настоящего Договора, присвоенный Заказчиком, и в течение 5 (пяти) рабочих дней направить скан-копию/копию этого Договора с номером и датой его заключения (датой Договора) Энергосервисной компании по электронной почте или факсу.

**4.16.** Направление скан-копии/копии Договора, информации о дате получения данной скан-копии/копии осуществляется Сторонами по адресам (электронной почте, факсу), указанным в разделе №16 настоящего Договора.

**4.17.** Номер Договора и дата, указанные Заказчиком на титульном листе Договора, признаются Сторонами датой заключения Договора (датой Договора) и его номером, и используются в дальнейшем в качестве реквизитов Договора во всех юридически значимых, в том числе учетных (первичных) документах, формирующихся при исполнении.

## **5. РЕАЛИЗАЦИЯ ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ**

**5.1.** Работы и услуги в рамках настоящего Договора выполняются силами и средствами Энергосервисной компании. Энергосервисная компания вправе привлекать субподрядные организации при условии письменного согласования кандидатуры субподрядчика с Заказчиком. В случае привлечения к выполнению работ субподрядных организаций Энергосервисная компания несет перед Заказчиком ответственность за последствия неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств субподрядными организациями.

Энергосервисная компания предоставляет Заказчику информацию об отнесении привлекаемых субподрядных организаций к субъектам малого и среднего предпринимательства до заключения договора (дополнительного соглашения о привлечении/замене субподрядных организаций).

**5.2.** Все работы в рамках настоящего Договора должны выполняться в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, включая требования технических регламентов, государственных стандартов, строительных норм и правил, других нормативов в области строительства, санитарных правил и норм, гигиенических нормативов.

**5.3.** При выполнении работ Энергосервисная компания обязана применять материалы, изделия и оборудование, соответствующие технической политике Заказчика, техническим условиям, государственным стандартам, предусматривающими использование оборудования, установленного в рамках исполнения настоящего Договора, а также быть совместимым с ранее установленным оборудованием, являющимся элементами одной технологической системы.

Энергосервисная компания ознакомлена с требованиями технической политики Заказчика на дату заключения настоящего Договора.

**5.4.** Все используемые материалы, изделия и оборудование должны быть промаркированы и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта и другие документы, удостоверяющие их качество. Копии этих документов должны быть предоставлены Энергосервисной компанией незамедлительно по требованию Заказчика.

**5.5.** При производстве работ Энергосервисная компания обязана руководствоваться техническими условиями и инструкциями заводов-изготовителей материалов, изделий, оборудования, технологическими картами и схемами операционного контроля качества.

**5.6.** Энергосервисная компания несет ответственность за качество и своевременность реализации всех мероприятий, предусмотренных пунктом 1.4. настоящего Договора. Энергосервисная компания обязана инспектировать и тестировать всю работу, выполняемую для обеспечения соответствия требованиям настоящего Договора.

**5.7.** Энергосервисная компания обязана приступить к реализации Плана мероприятий по выполнению работ для Первой группы Элементов сети (Приложение №13) не позднее 30 (тридцати) рабочих дней после заключения настоящего Договора.

**5.8.** Изменение сроков выполнения работ, предусмотренных пунктом 1.4. настоящего Договора, допускается по согласованию с Заказчиком путем оформления дополнительного соглашения к настоящему Договору.

**5.9.** Заказчик обязан обеспечить доступ на объекты Заказчика для Энергосервисной



компании, ее субподрядчиков для обследования, проектирования, установки, регулирования, осмотра и мониторинга оборудования в течение рабочих часов в рабочие дни. Доступ может быть также обеспечен и в другие часы, запрашиваемые предварительно Энергосервисной компанией и допустимые для Заказчика.

Заказчик не вправе ограничивать доступ Энергосервисной компании на объекты Заказчика для предотвращения или ликвидации любого аварийного состояния установленного оборудования.

**5.10.** Энергосервисная компания обязана письменно уведомить Заказчика о завершении каждого этапа Плана мероприятий по каждой группе Элементов сети, в том числе о завершении реализации Плана мероприятий в целом, и предоставить Заказчику по итогам реализации каждого из этапов Плана мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией, указанного в Приложении №1 для рассмотрения и подписания два экземпляра Акта выполненных мероприятий, по каждой Группе Элементов сети по форме в соответствии с Приложением №7 к настоящему Договору, в течение 3 (трех) рабочих дней с даты завершения соответствующих работ.

Акт выполненных мероприятий рассматривается и подписывается Заказчиком в срок, не позднее 10 (десяти) рабочих дней с даты приемки выполненных работ, определяемой в письменном уведомлении Энергосервисной компании, при условии, что работы выполнены надлежащим образом. Датой приемки выполненных работ (этапа работ) считается дата подписания Акта выполненных мероприятий обеими Сторонами.

**5.11.** В случае обнаружения недостатков в результатах выполненных работ (этапа работ) Заказчик направляет в адрес Энергосервисной компании мотивированный отказ от подписания Акта выполненных мероприятий. В этом случае Стороны подписывают акт с перечнем необходимых доработок и указанием срока их выполнения.

После устранения недостатков Акт выполненных мероприятий подписывается Сторонами в порядке и в сроки, установленные пунктом 5.10. настоящего Договора.

**5.12.** Скрытые работы (отдельные виды работ (конструктивные элементы), которые после их окончания частично или полностью будут скрыты при последующих работах, должны приниматься Заказчиком. Энергосервисная компания приступает к выполнению последующих работ только после приемки Заказчиком выполненных работ и составления актов освидетельствования этих работ, конструкций, сетей инженерно-технического обеспечения. Энергосервисная компания в письменном виде заблаговременно уведомляет Заказчика о необходимости проведения промежуточной приемки выполненных работ, подлежащих скрытию, ответственных конструкций, но не позднее, чем за 3 (три) рабочих дня до начала проведения этой приемки. Если представитель Заказчика не явится к указанному сроку проведения промежуточной приемки выполненных работ, подлежащих скрытию, ответственных конструкций, то Энергосервисная компания составляет односторонний акт и считает работы принятыми, при этом ответственность за качество выполненных работ с Энергосервисной компании не снимается. Вскрытие работ в этом случае, по требованию Заказчика, производится за его счет.

В случае, если представителем Заказчика внесены в журнал производства работ замечания по выполненным работам, подлежащим скрытию, то они не должны скрываться Энергосервисной компанией без письменного разрешения Заказчика, за исключением случаев неявки представителя Заказчика для приемки.

Если скрытие работ выполнено без подтверждения Заказчика (представитель Заказчика не был информирован об этом или информирован с опозданием), то Энергосервисная компания за свой счет обязуется открыть любую часть скрытых работ, не прошедших приемку представителем Заказчика, согласно его указанию, а затем - восстановить ее.

Готовность принимаемых ответственных конструкций, скрытых работ и систем подтверждается подписанием Заказчиком и Энергосервисной компанией актов освидетельствования конструкций и скрытых работ.

**5.13.** Энергосервисная компания обязана предоставить Заказчику руководства по работе и эксплуатации и рекомендуемые каталоги запасных частей для обслуживания результатов работ и модифицированного оборудования.

В течение 5 (пяти) рабочих дней после завершения установки, подтвержденной Актом выполненных мероприятий, Энергосервисная компания обязана провести инструктаж



персонала Заказчика требованиям к эксплуатации, сохранению, восстановлению оборудования и системы в случае аварий.

**5.14.** Энергосервисная компания гарантирует соответствие работ, выполненных согласно Плану мероприятий, техническим условиям, государственным стандартам по качеству в течение 5 (пяти) лет. Гарантия распространяется на все конструктивные элементы и работы, выполненные Энергосервисной компанией и привлеченными ею третьими лицами в рамках настоящего Договора. Гарантийный срок на оборудование (приборы учета электроэнергии, устройства сбора и передачи информации, иное измерительное и телекоммуникационное оборудование) устанавливается на всю продолжительность периода определения экономии, но не менее 5 (пяти) лет.

**5.15.** Гарантийный срок на оборудование и выполненные работы по каждой группе элементов сети начинается исчисляться с даты успешной реализации этапа №8 «Допуск в эксплуатацию не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии для коммерческих расчетов с Энергосбытовой компанией (Гарантирующим поставщиком)» и потребителем электрической энергии» согласно Приложения №1 по группе Элементов сети и подписания Акта выполненных мероприятий по форме Приложения №7 к настоящему Договору.

Если в период указанного гарантийного срока обнаружатся недостатки оборудования и результата работ, то Энергосервисная компания обязана их устранить за свой счет в течение 20 (двадцати) рабочих дней, если иной срок в связи с объемом и характером подлежащих устранению недостатков не определен Сторонами в акте, фиксирующем недостатки. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период, в течение которого Энергосервисной компанией производились работы по устранению недостатков.

Для участия в составлении акта, фиксирующего недостатки, согласовании порядка и сроков их устранения Энергосервисная компания обязана не позднее 5 (пяти) рабочих дней со дня получения письменного уведомления Заказчика об обнаружении недостатков направить своего представителя.

Если в период гарантийного срока вследствие недостатков оборудования и работы Энергосервисной компании по настоящему Договору объекту был нанесен ущерб, то Заказчик уведомляет об этом Энергосервисную компанию, после чего Стороны обсуждают действия, связанные с устранением ущерба, и Энергосервисная компания устраняет повреждения своими силами или возмещает Заказчику ущерб согласно договоренности.

**5.16.** После реализации Плана мероприятий в течение срока действия настоящего Договора, в рамках стоимости Договора, определенной пунктом 2.1. настоящего Договора, Энергосервисная компания осуществляет надзор за технологическими процессами на объектах Заказчика и эксплуатацией нового оборудования.

**5.17.** Снятие показаний с приборов учета, установленных Энергосервисной компанией, допущенных в эксплуатацию и включенных в качестве расчетных в договор Заказчика с Гарантирующим поставщиком или потребителем, заключившим договор об оказании услуг по передаче электрической энергии напрямую с Заказчиком (далее - расчетные приборы учета), а также с ранее установленных Заказчиком приборов учета, фиксирующих размер экономии энергоресурсов Заказчика, осуществляется дистанционно на сервер Заказчика с доступом Энергосервисной компании к данной информации в течение срока действия настоящего Договора. Снятие показаний приборов учета за расчетный период производится в сроки, установленные нормативно-правовыми актами для соответствующей категории потребителя. Расход электроэнергии в точках поставки, в которых установленные Энергосервисной компанией приборы учета не являются расчетными, и в остальных точках поставки в рамках элемента сети, не оборудованных приборами учета, определяется в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых актов.

**5.18.** Эксплуатация, текущий ремонт, обслуживание оборудования, установленного на каждой группе Элементов сети в течение всего срока действия договора, осуществляется энергосервисной компанией до завершения периода определения экономии энергетических ресурсов по группе Элементов сети и передачи в собственность Заказчика на основании Договора купли-продажи созданного в рамках исполнения настоящего договора Комплекса для учета электрической энергии.

**5.19.** Доставка оборудования на объект Заказчика осуществляется с учетом Графика отключений. График отключений (Приложение №12) содержит информацию в отношении

каждой группы Элементов сети в разрезе месяца, в течение которого планируется снятие электрического напряжения для монтажа доставленного оборудования. За 10 (десять) календарных дней до начала каждого месяца, Энергосервисная компания и Заказчик согласовывают предложенный Энергосервисной компанией уточненный график необходимых отключений на следующий месяц, составленный Энергосервисной компанией с учетом дат монтажа и подключения оборудования. В целях согласования указанного графика снятия электрического напряжения Энергосервисная компания заблаговременно, за 13 (тринадцать) календарных дней до начала каждого месяца направляет Заказчику информацию о количестве бригад участвующих в проведении работ. Заказчик обязуется уведомить Энергосервисную компанию об изменениях в согласованный уточненный график снятия электрического напряжения на следующий месяц, внесенных Заказчиком, в отношении дат отключения применительно к каждому конкретному участку работ незамедлительно, но в любом случае не позднее, чем за 7 (семь) рабочих дней до соответствующей даты, которая при соблюдении срока такого уведомления считается согласованной. Энергосервисная компания обязана осуществить подключение оборудования в полном объеме в согласованную дату.

## **6. ПРИОБРЕТЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ПЛАНА МЕРОПРИЯТИЙ**

**6.1.** Доставка оборудования производится непосредственно на объект Заказчика по месту его нахождения в соответствии с Приложением №13 к настоящему Договору.

**6.2.** Все расходы по организации доставки оборудования на объект Заказчика несет Энергосервисная компания.

**6.3.** Монтажные и пусконаладочные работы оборудования производятся силами и за счет Энергосервисной компании, или силами поставщика и/или изготовителя оборудования, у которых оборудование было приобретено Энергосервисной компанией, и/или третьих лиц.

**6.4.** Подтверждением завершения пусконаладочных работ и вводом в эксплуатацию оборудования по каждой группе Элементов сети является Акт выполненных мероприятий (Приложение №7) по итогам этапа № 8 Плана мероприятий. Ввод оборудования в эксплуатацию производится по каждой группе Элементов сети отдельно.

**6.5.** После подписания Акта выполненных мероприятий (Приложение №7) Энергосервисная компания не вправе вносить без согласования с Заказчиком каких-либо изменений в реализованные Энергосервисной компанией мероприятия.

**6.6.** Все имущество и результаты работы по группе Элементов сети (за исключением фактической экономии энергетических ресурсов в элементах сети Заказчика), установленные и выполненные Энергосервисной компанией по настоящему Договору, являются собственностью Энергосервисной компании до окончания срока действия договора.

До 01 числа расчетного периода, предшествующего дате завершения периода определения экономии энергетических ресурсов по группе Элементов сети, все права собственности на имущество и результаты работ, установленные и выполненные Энергосервисной компанией переходят в собственность Заказчика на основании Договора купли-продажи Комплекса для учета электрической энергии, цена которого не превышает размер последнего платежа по данной Группе элементов сети по настоящему Договору (приложение 15.1).

**6.7.** В случае досрочного прекращения настоящего Договора, в соответствии с разделом 11 настоящего Договора, все права на установленное имущество и результаты выполненных Энергосервисной компанией работ в неоплаченной части остаются у Энергосервисной компании и подлежат передаче Заказчику после выплаты оставшейся стоимости имущества и иных платежей, предусмотренных п. 11.3. настоящего Договора (в случае расторжения настоящего Договора по основаниям, изложенным в п. 11.2 настоящего Договора).

Ответственность за повреждения оборудования или его гибель, вызванные его ненадлежащей (не соответствующей требованиям эксплуатационной документации) эксплуатацией, риски случайной гибели (повреждения) результатов работ и оборудования несет Энергосервисная компания.

**6.8.** Неотделимые улучшения, созданные Энергосервисной компанией в рамках исполнения настоящего Договора на объектах Заказчика принадлежат Заказчику.

## 7. ИНСТРУКТАЖ ПЕРСОНАЛА

7.1. Энергосервисная компания организует собственными либо привлеченными силами инструктаж персонала Заказчика не позднее чем за 30 (тридцать) календарных дней до дня направления Заказчику извещения о готовности к приемке выполненных Энергосервисной компанией мероприятий и (или) ввода оборудования в эксплуатацию.

7.2. Инструктаж должен включать в себя: инструктаж по эксплуатации, диагностирование неисправностей, обслуживание и ремонт оборудования. Инструктаж должен включать в себя как теоретическую часть, так и практическую демонстрацию.

7.3. Порядок организации Энергосервисной компанией инструктажа персонала Заказчика определены Регламентом инструктажа персонала Заказчика (Приложение №8 к настоящему Договору).

## 8. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ СТОРОН

### 8.1. Права Заказчика:

8.1.1. В любое время проверять качество используемых Энергосервисной компанией материалов, оборудования, ход и качество выполняемых Энергосервисной компанией работ (оказываемых услуг).

8.1.2. Требовать от Энергосервисной компании замены непригодных или недоброкачественных материалов, изделий, оборудования в срок не позднее 10 (десяти) дней с даты получения Энергосервисной компанией соответствующего требования.

8.1.3. Иные права, вытекающие из содержания настоящего Договора.

### 8.2. Обязанности Заказчика:

8.2.1. Производить расчеты с Энергосервисной компанией своевременно и в соответствии с условиями настоящего Договора.

8.2.2. Рассмотреть и согласовать разработанную Энергосервисной компанией в соответствии с Планом мероприятий проектно-сметную документацию в течение 15 (пятнадцати) календарных дней с даты ее получения.

8.2.3. Заказчик обязан, по каждой группе Элементов сети, в разумные сроки, но не более чем 90 (Девяносто) дней, произвести все необходимые действия, совместно с потребителями электроэнергии (Гарантирующим поставщиком) по включению установленных и введенных Энергосервисной компанией в эксплуатацию приборов учета в качестве расчетных в ранее заключенные договоры оказания услуг по передаче электрической энергии, в рамках выполнения Плана мероприятий.

8.2.4. Обеспечивать снятие электрического напряжения в даты и время, как они согласованы в порядке, указанном в п. 5.19 Договора. Самостоятельно согласовывать с владельцем сетей вопросы снятия электрического напряжения.

8.2.5. В целях обеспечения дистанционного сбора информации от оборудования до введения в промышленную эксплуатацию установленных приборов учета Энергосервисная компания обязана согласовать с Заказчиком схему сбора данных в ИБК ВУ, выбор оператора сотовой связи для сбора данных и способ опроса приборов учета (CSD или VPN), своевременно заключить необходимые договоры с поставщиками услуг связи, обеспечить точки учета необходимыми материалами (в том числе сим-картами). С первого числа календарного месяца, следующим за датой ввода в промышленную эксплуатацию и передачи оборудования в собственность, номера сотовой связи, используемые для сбора данных с приборов учета, переоформляются на Заказчика. Расходы, связанные с дистанционным сбором информации от оборудования с момента переоформления номеров сотовой связи, несет Заказчик. Расходы, связанные с дистанционным сбором информации от оборудования до момента переоформления номеров сотовой связи, несет Энергосервисная компания.

8.2.6. Оказать Энергосервисной компании разумное содействие, которое необходимо для выполнения последней своих обязательств по настоящему Договору, в том числе, в случае необходимости наделить по письменному запросу Энергосервисной компании ее представителей необходимыми полномочиями для взаимодействия с государственными органами и третьими лицами в течение 5 (пяти) календарных дней с даты получения такого запроса от Энергосервисной компании.

8.2.7. Заказчик обязан в срок не позднее 10 дней с момента получения запроса от Энергосервисной компании предоставлять в адрес Энергосервисной компании, по отдельным

присоединениям, для проверки правильности расчета фактической экономии энергетического ресурса, информацию об объемах оказанных услуг, определенных на основании показаний контрольного прибора учета за расчетный период (расчетными способами на основании показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года, а при отсутствии данных за аналогичный расчетный период предыдущего года - на основании показаний расчетного прибора учета за ближайший расчетный период, за который такие показания имеются) в случае неисправности, утраты, либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой, установленных Энергосервисной компанией расчетных приборов учета. Перечень присоединений, в отношении которых требуется проведение проверки правильности определения фактической экономии энергетического ресурса, формируется Энергосервисной компанией.

### **8.3. Права Энергосервисной компании:**

**8.3.1.** Требовать принятия и оплаты результата услуг, выполненных в соответствии с условиями настоящего Договора.

**8.3.2.** Требовать устранения выявленных недостатков и возмещения убытков, возникших у Энергосервисной компании в результате нарушений режимов и условий эксплуатации переданного по настоящему Договору оборудования и результатов работ.

**8.3.3.** Передать в залог своему кредитору с согласия Заказчика принадлежащие Энергосервисной компании по настоящему Договору права требования платежей по Договору в объеме, не более общей стоимости услуг по настоящему Договору, с письменным уведомлением об этом Заказчика.

**8.3.4.** Передавать свои права по настоящему Договору иным третьим лицам Энергосервисная компания может только с письменного согласия Заказчика.

**8.3.5.** Иные права, вытекающие из содержания настоящего Договора.

### **8.4. Обязанности Энергосервисной компании:**

**8.4.1.** Выполнять мероприятия в объеме и сроки, предусмотренные настоящим Договором и Планом мероприятий (Приложение №1 к настоящему Договору).

**8.4.2.** При выполнении мероприятий соблюдать все необходимые требования к технике безопасности, пожарной безопасности и охране окружающей среды.

**8.4.3.** Соблюдать правила внутреннего распорядка, пропускного режима Заказчика и перемещений по территории объекта Заказчика.

**8.4.4.** Ознакомиться с правилами внутреннего распорядка и пропускного режима Заказчика на дату заключения настоящего Договора.

**8.4.5.** Соблюдать правила внутреннего распорядка, пропускного режима Заказчика и перемещений по территории объекта Заказчика.

**8.4.6.** Страхование от рисков утраты или повреждения оборудования, установленного (созданного) Энергосервисной компанией на объектах Заказчика и переданных Заказчику в эксплуатацию, в течение срока действия настоящего Договора осуществляет Энергосервисная компания, выгодоприобретателем по договорам страхования является Энергосервисная компания. Для целей страхования указанного оборудования Энергосервисная компания формирует сведения о первоначальной балансовой стоимости оборудования и согласовывает с Заказчиком условия Договора страхования. Расходы на страхование оборудования не увеличивают цену Договора и осуществляются Энергосервисной компанией самостоятельно. Энергосервисная компания обязуется застраховать указанное оборудование не позднее одного месяца с даты передачи оборудования Заказчику в эксплуатацию.

**8.4.7.** В случаях неисполнения Энергосервисной компанией условий пункта 8.4.6. Договора, Энергосервисная компания обязана обеспечить закупку и поставку оборудования (обменный фонд) на склад Заказчика в объеме не менее 3% каждой номенклатуры установленного оборудования. Затраты на формирование обменного фонда включаются в стоимость понесенных затрат и услуг Энергосервисной компании.

**8.4.8.** В случае причинения ущерба имуществу Заказчика по вине Энергосервисной компании, включая его работников и субподрядные организации, Энергосервисная компания обязуется возместить реальный ущерб в полном объеме или устранить его последствия за свой счет.

**8.4.9.** Согласовывать готовую проектно-сметную документацию с Заказчиком, с инспектирующими органами, государственными органами, органами местного самоуправления

и иными организациями в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

**8.4.10.** Откорректировать за свой счет проектно-сметную документацию по замечаниям согласующих организаций, а также ежеквартально дополнять её в объеме осуществленных работ по оснащению приборами учета технологически вновь присоединенных объектов. При обнаружении недостатков в документации и (или) выполнении изыскательских работ по требованию Заказчика за свой счет доработать техническую документацию и (или) провести дополнительные изыскательские работы в дополнительно установленный Сторонами срок и возместить убытки, связанные с допущенными недостатками. Проведение повторного согласования проводится Энергосервисной компанией за свой счёт.

**8.4.11.** Передать Заказчику для рассмотрения и согласования проектно-сметную и исполнительную документацию, разработанную Энергосервисной компанией в соответствии с Планом мероприятий, в том числе:

- Технорабочий проект на организацию/модернизацию системы учета с удаленным сбором данных, включающий проектные решения, описание комплекса технических средств, схемы, чертежи и сметные расчеты, обеспечивающие привязку типовых технических решений к конкретному объекту и необходимые для монтажа и наладки системы учета;

- Акт(ы) технической готовности выполнения строительно-монтажных работ на организацию/модернизацию систем учета с удаленным сбором данных (в том числе Ведомость смонтированного оборудования, Протокол фазировки, Протокол проверки сопротивления изоляции, Протокол фаза-ноль);

- Акт технической готовности выполнения пусконаладочных работ (в том числе Ведомость дистанционного опроса смонтированных приборов учета);

- Акты допуска приборов учета в эксплуатацию.

**8.4.12.** Самостоятельно осуществить страхование собственного персонала от несчастных случаев. Энергосервисная компания сама расследует и учитывает несчастные случаи с собственным персоналом и персоналом субподрядчика (при наличии), произошедшие на объектах Заказчика, в соответствии с законодательством Российской Федерации, незамедлительно поставив в известность Заказчика о произошедших несчастных случаях; при групповых и смертельных несчастных случаях, несчастных случаях с тяжелым исходом в отношении собственного персонала и персонала субподрядчика. Энергосервисная компания сама направляет сообщения о несчастном случае в соответствии со статьей 228.1 Трудового кодекса Российской Федерации.

**8.4.13.** Не препятствовать контролю персоналом Заказчика соблюдения требований охраны труда, пожарной, промышленной безопасности на рабочих местах Энергосервисной компании (субподрядчика), принимать меры к собственному персоналу в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации при выявлении грубых нарушений норм охраны труда, в том числе по результатам проверок Заказчика.

**8.4.14.** Обеспечить содержание и уборку строительной площадки и прилегающей к ней территории.

**8.4.15.** Не менее чем за 5 (пять) календарных дней в письменной форме уведомить Заказчика о намерении начать производство работ с указанием объектов, объемов работы, сроков выполнения работ.

**8.4.16.** Не позднее, чем за 5 (пять) дней до начала приемки письменно или телефонограммой известить Заказчика о готовности к сдаче работ.

**8.4.17.** За свой счет своевременно устранять все дефекты по выполненным работам, выявляемые при приемке работ и в течение гарантийного срока.

**8.4.18.** Предоставить Заказчику:

- информацию о полной цепочке собственников Энергосервисной компании, включая конечных бенефициаров, а также о составе исполнительных органов Энергосервисной компании, с предоставлением копий подтверждающих данную информацию документов (учредительные документы, протоколы органов управления, выписки из ЕГРЮЛ, реестра акционеров, паспорта граждан и т.п.) по форме, указанной в Приложении №11 к настоящему договору;

- информацию о привлечении Энергосервисной компанией к исполнению своих обязательств по договорам третьих лиц до заключения договора с указанными лицами, включая

предоставление сведений в отношении всей цепочки собственников третьих лиц, привлекаемых Энергосервисной компанией для исполнения своих обязательств по договору, в том числе конечных бенефициаров (вместе с копиями подтверждающих документов), по форме, указанной в Приложении №11 к настоящему договору;

– информацию об изменении состава (по сравнению с существовавшим на дату заключения настоящего договора) собственников Энергосервисной компании, третьих лиц, привлеченных Энергосервисной компанией к исполнению своих обязательств по договору (состава участников; в отношении участников, являющихся юридическими лицами, - состава их участников и т.д.), включая бенефициаров (в том числе конечных), а также состава исполнительных органов Энергосервисной компании, третьих лиц, привлеченных Энергосервисной компанией к исполнению своих обязательств по договору. Информация (вместе с копиями подтверждающих документов) представляется в ПАО «МРСК Северо-Запада» по форме, указанной в Приложении №11 к настоящему договору, не позднее 3 календарных дней с даты наступления соответствующего события (юридического факта) способом, позволяющим подтвердить дату получения.

В случае если информация о полной цепочке собственников Энергосервисной компании, третьего лица, привлеченного Энергосервисной компанией к исполнению своих обязательств по договору, содержит персональные данные, Энергосервисной компанией обеспечивается получение и направление одновременно с указанной информацией оформленных в соответствии с требованиями Федерального закона «О персональных данных» письменных согласий на обработку персональных данных, по форме, указанной в Приложении №14.

В случае неисполнения Энергосервисной компанией обязанностей, установленных настоящим пунктом, Заказчик вправе в одностороннем порядке отказаться от исполнения настоящего договора письменно уведомив об этом *Энергосервисную компанию*. Договор считается расторгнутым по истечении 5 (пяти) календарных дней с момента получения *Энергосервисной компанией* указанного письменного уведомления.

#### **8.4.19. Энергосервисная компания гарантирует, что:**

- зарегистрирован в ЕГРЮЛ надлежащим образом;
- его исполнительный орган находится и осуществляет функции управления по месту регистрации юридического лица и в нем нет дисквалифицированных лиц;
- располагает персоналом, имуществом и материальными ресурсами, необходимыми для выполнения своих обязательств по Договору, а в случае привлечения субподрядчиков принимает все меры должной осмотрительности, чтобы субподрядчики соответствовали данному требованию;
- располагает лицензиями, необходимыми для осуществления деятельности и исполнения обязательств по Договору, если осуществляемая по Договору деятельность является лицензируемой;
- является членом саморегулируемой организации, если осуществляемая по Договору деятельность требует членства в саморегулируемой организации;
- ведет бухгалтерский учет и составляет бухгалтерскую отчетность в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами по бухгалтерскому учету, представляет годовую бухгалтерскую отчетность в налоговый орган;
- ведет налоговый учет и составляет налоговую отчетность в соответствии с законодательством Российской Федерации, субъектов Российской Федерации и нормативными правовыми актами органов местного самоуправления, своевременно и в полном объеме представляет налоговую отчетность в налоговые органы;
- не допускает искажения сведений о фактах хозяйственной жизни (совокупности таких фактов) и объектах налогообложения в первичных документах, бухгалтерском и налоговом учете, в бухгалтерской и налоговой отчетности, а также не отражает в бухгалтерском и налоговом учете, в бухгалтерской и налоговой отчетности факты хозяйственной жизни выборочно, игнорируя те из них, которые непосредственно не связаны с получением налоговой выгоды;
- своевременно и в полном объеме уплачивает налоги, сборы и страховые взносы;
- отражает в налоговой отчетности по НДС все суммы НДС, предъявленные Заказчику;
- лица, подписывающие от его имени первичные документы и счета-фактуры, имеют на

это все необходимые полномочия и доверенности.

## 9. ОТВЕТСТВЕННОСТЬ СТОРОН

9.1. За невыполнение или ненадлежащее выполнение настоящего Договора Стороны несут ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации и условиями настоящего Договора.

9.2. Энергосервисная компания несет ответственность перед Заказчиком за допущенные отступления от требований, предусмотренных настоящим Договором и приложениями к нему, а также за допущенные нарушения строительных норм и правил Российской Федерации (СНиП), государственных стандартов Российской Федерации в области строительства и капитального ремонта (ГОСТ), руководящих документов системы (РДС), технических условий (ТУ).

9.3. В случае просрочки конечных сроков выполнения этапов работ (оказания услуг), предусмотренных Приложением №1 к настоящему Договору, Энергосервисная компания обязана уплатить Заказчику неустойку в размере 1%<sup>1</sup> от стоимости просроченного мероприятия (Приложение №1) за каждый день просрочки. Неустойка начисляется со дня, следующего за днем истечения, установленного настоящим Договором срока исполнения обязательства.

9.4. В случае неисполнения или несвоевременного исполнения обязательств по оплате оказанных услуг, предусмотренных настоящим Договором, Заказчик обязан уплатить Энергосервисной компании неустойку в размере 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на день исполнения обязательства, от стоимости просроченного обязательства за каждый день просрочки платежа. Неустойка начисляется со дня, следующего за днем истечения, установленного настоящим Договором срока исполнения обязательства.

9.5. Уплата неустойки или применение иной формы ответственности не освобождает Стороны от надлежащего исполнения обязательств по настоящему Договору.

9.6. Ущерб, нанесенный третьему лицу в результате выполнения работ до передачи оборудования в эксплуатацию Заказчику, компенсируется Энергосервисной компанией.

9.7. Если Энергосервисная компания нарушит гарантии (любую одну, несколько или все вместе), указанные в п. 8.14.19. настоящего Договора, и это повлечет:

- предъявление налоговыми органами требований к Заказчику об уплате налогов, сборов, страховых взносов, штрафов, пеней, отказ в возможности признать расходы для целей налогообложения прибыли или включить НДС в состав налоговых вычетов и(или)

- предъявление третьими лицами, купившими у Заказчика товары (работы, услуги), имущественные права, являющиеся предметом настоящего Договора, требований к Заказчику о возмещении убытков в виде начисленных по решению налогового органа налогов, сборов, страховых взносов, пеней, штрафов, а также возникших из-за отказа в возможности признать расходы для целей налогообложения прибыли или включить НДС в состав налоговых вычетов,

то Энергосервисная компания обязуется возместить Заказчику убытки, который последний понес вследствие таких нарушений.

9.8. Энергосервисная компания в соответствии со ст. 406.1 Гражданского кодекса Российской Федерации возмещает Заказчику все убытки последнего, возникшие в случаях, указанных в п. 9.7 настоящего Договора. При этом факт оспаривания или неоспаривания налоговых доначислений в налоговом органе, в том числе вышестоящем, или в суде, а также факт оспаривания или неоспаривания в суде претензий третьих лиц не влияет на обязанность Энергосервисной компании возместить имущественные потери.

## 10. ПОРЯДОК РАЗРЕШЕНИЯ СПОРОВ, ПРЕТЕНЗИЙ СТОРОН

10.1. Спорные вопросы, возникающие в ходе исполнения настоящего Договора, разрешаются Сторонами путем переговоров, и возникшие договоренности в обязательном порядке фиксируются дополнительным соглашением Сторон, становящимся с момента его

<sup>1</sup> Пени в размере 1% применяются только в случае определения в Договоре подсудности разрешения споров в третейском суде. В ином случае размер пени указывается как 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на день исполнения обязательства



подписания неотъемлемой частью настоящего Договора.

**10.2.** Все споры, разногласия и требования, возникающие из настоящего Договора или в связи с ним, в том числе связанные с его заключением, изменением, исполнением, нарушением, расторжением, прекращением и действительностью, Стороны будут разрешать в претензионном порядке. Срок ответа на претензию - 15 (пятнадцать) рабочих дней с момента ее получения.

**10.3.** Все споры из настоящего Договора и/или в связи с ним, а также любые споры касающиеся его заключения, обеспечения исполнения обязательств из него, и/или касающиеся взыскания неосновательного обогащения или возмещения убытков, равно как любые споры к которым применяются правила главы 59 или 60 Гражданского кодекса РФ, подлежат разрешению, с соблюдением положений Федерального закона от 29 декабря 2015 года N 382-ФЗ, третейским судом, образованным сторонами для разрешения указанных споров, в составе единоличного третейского судьи (далее – «арбитра»), по кандидатуре которого стороны должны достичь соглашения в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения ответчиком иска, содержащего предложение по кандидатуре арбитра, соответствующей изложенным ниже требованиям Сторон. Соглашение по кандидатуре арбитра считается достигнутым при прямом согласовании его кандидатуры Сторонами или в случае, если Сторона, получившая указанный иск, в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента его получения не заявит письменных мотивированных возражений относительно кандидатуры арбитра, содержащих предложение по назначению арбитром иного конкретного кандидата, соответствующего изложенным далее по тексту требованиям Сторон к арбитру. Любые иск и/или возражения по кандидатуре арбитра, не содержащие предложения по назначению арбитром конкретной кандидатуры или содержащие предложение по назначению арбитром лица, не соответствующего требованиям Сторон, считаются не направленными другой Стороне и не полученными ею. Арбитр на момент его назначения и вынесения решения должен отвечать требованиям ч. 6 ст. 11 Федерального закона от 29 декабря 2015 года N 382-ФЗ, а также иметь сертификат Северо-Западной Арбитражной Ассоциации (ИНН: 7804557059, сайт в сети Интернет: <http://nwarbitr.ru/>), подтверждающий его соответствие рекомендательным требованиям указанной Ассоциации к представителям в арбитраже по спорам в сфере электроэнергетики. Арбитром может быть назначено только лицо, давшее согласие на его назначение. Стороны арбитража будут получать корреспонденцию по адресам, указанным в настоящем Договоре. Стороны договорились о том, что арбитраж будет осуществляться в городе Санкт-Петербурге (Россия), стороны будут представлять третейскому суду иски и возражения на иски, а непредставление ответчиком возражений против иска может рассматриваться как признание требований истца. При необходимости проведения экспертизы, кандидатура эксперта, а также вопросы, которые должны быть разъяснены при проведении экспертизы, могут определяться третейским судом, без учета мнения сторон, а личное участие эксперта в слушании дела является не обязательным и производится с согласия эксперта<sup>2</sup>.

## 11. ДОСРОЧНОЕ РАСТОРЖЕНИЕ ДОГОВОРА

**11.1.** Расторжение настоящего Договора допускается по требованию одной из Сторон по решению суда или по соглашению Сторон, а также по иным основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации и настоящим договором.

**11.2.** Заказчик вправе в одностороннем внесудебном порядке расторгнуть Договор и потребовать от Энергосервисной компании возмещения убытков в случае:

- неоднократного (более трех раз) нарушения Энергосервисной компанией сроков

<sup>2</sup> Если договор заключается с хозяйствующими субъектами, входящими в Группу компаний ПАО «Россети»: другими дочерними хозяйственными обществами ПАО «Россети» или обществами, являющимися дочерними по отношению к ПАО «МРСК Северо-Запада», то включается типовое условие о медиативной (третейской) оговорке утвержденной приказом ПАО «МРСК Северо-Запада» от 08.02.2016 № 75 «О медиативной (третейской) оговорке в отдельных гражданско-правовых договорах (соглашениях), заключаемых ПАО «МРСК Северо-Запада». В договорах, заключаемых путем проведения закупок неконкурентными способами, указанными в подпунктах в), г) и д) пункта 5.1.1.2 Единого стандарта закупок ПАО «РОССЕТИ» (Положение о закупке), утвержденного решением совета директоров ПАО «Россети» от 14.12.2018 (протокол от 17.12.2018 № 334), может быть предусмотрена подсудность арбитражному суду в соответствии с главой 4 АПК РФ, при условии проведения работы по согласованию с контрагентом положений о подсудности в вышеизложенной редакции.

выполнения работ более чем на 30 (тридцать) рабочих дней в течение 1 (одного) календарного года;

- неоднократного (более трех раз) в течение 1 (одного) календарного года нарушения Энергосервисной компанией предусмотренных разделом 3 настоящего Договора требований по качеству выполнения работ и соответствию выполняемых работ технической политике Заказчика;

- не достижения плановой величины экономии в течение трех расчетных периодов подряд в связи с неисполнением Энергосервисной компанией гарантийных обязательств, определенных пунктами 5.14, 5.15, 8.4.17 настоящего договора;

- неоднократного (более трех раз) в течение 1 (одного) календарного года нарушения Энергосервисной компанией гарантийных обязательств, предусмотренных разделом 3 настоящего Договора;

- не предоставления Заказчику информации, предусмотренной п.8.4.18. настоящего договора.

В случае, если фактическая величина экономии по соответствующей Группе элементов сети в течение трех расчетных периодов подряд составит менее 90% от плановой величины экономии, то реализация Энергосервисной компанией Плана мероприятий на других Группх элементов сети (других этапов Плана мероприятий) не начинается (не выполняется), а Договор расторгается.

**11.3.** В случае досрочного прекращения действия Договора по инициативе Заказчика все права на оборудование, отдлимые улучшения, установленные энергосервисной компанией, в неоплаченной части Заказчик приобретает путем выкупа у Энергосервисной компании.

**11.4.** Имущество и результаты выполненных работ с момента выкупа Заказчиком становятся его собственностью.

**11.5.** Энергосервисная компания вправе требовать расторжения настоящего Договора с возмещением понесенных затрат, подтвержденных документально в следующих случаях:

- Заказчик неоднократного (более трех раз) не обеспечил доступ Энергосервисной компании (представителей Энергосервисной компании) для проведения осмотра объектов в целях выполнения мероприятий, а также в иных случаях препятствования своими действиями и/или бездействиями исполнению Энергосервисной компанией обязательств по настоящему Договору;

- несоответствия исходных данных, представленных заказчиком, фактическим результатам предпроектного обследования, повлекшим увеличение стоимости договора более чем на 10%;

- неоднократного (более трех раз в течение одного календарного года) нарушения Заказчиком сроков и порядка оплаты услуг Энергосервисной компании, подтвержденных актами выполненных работ за соответствующий расчетный период, более чем на 30 (тридцать) рабочих дней в течение одного календарного года;

- необоснованный отказ Заказчика от приемки выполненных работ. Обоснованным отказом Стороны признают отказ от приемки работ по причине наличия не устраненных Энергосервисной компанией недостатков;

- невыполнение Заказчиком обязательств, предусмотренных п. 8.2.3. настоящего Договора.

**11.6.** В случае расторжения настоящего договора по основаниям, изложенным в п.11.2. настоящего договора, Заказчик возмещает Энергосервисной компании подтвержденную сметными расчетами фактическую стоимость неотделимых улучшений и выполненных работ в объеме оборудования, принятом сторонами в промышленную эксплуатацию.

**11.7.** Сторона, решившая расторгнуть настоящий Договор, направляет письменное уведомление (претензию) другой Стороне. В случае не достижения Сторонами соглашения о расторжении настоящего Договора в течение одного месяца с момента получения уведомления о расторжении, требование о расторжении настоящего Договора может быть заявлено заинтересованной Стороной в суд. При этом все обязательства Заказчика по оплате за выполнение Мероприятий сохраняются до момента расторжения настоящего Договора, обязательства по возмещению потерь и взысканию убытков наступают с момента расторжения настоящего Договора.

В случае если на момент направления одной из Сторон уведомления (претензии) другой

Стороне, содержащей требования о расторжении настоящего Договора, какие-либо из Элементов сети находится в неработоспособном состоянии по причине выполнения Энергосервисной компанией плана мероприятий, Энергосервисная компания самостоятельно до расторжения настоящего Договора восстанавливает работоспособность этих элементов сети.

Предъявление требований о расторжении настоящего Договора с целью уклонения от исполнения обязательств по настоящему Договору признается грубым нарушением условий настоящего Договора, с виновной Стороны в этом случае подлежит взысканию штрафная неустойка (сверх суммы возмещения потерь и убытков) в размере 10 % (десяти процентов) от общей цены Договора.

Предъявление требований о расторжении при наличии оснований, предусмотренных в п. 11.2 и 11.5. настоящего Договора не может рассматриваться в качестве уклонения от исполнения обязательств по настоящему Договору.

**11.8.** В случае досрочного расторжения настоящего Договора по соглашению Сторон, все права на имущество и результаты работ, установленные Энергосервисной компанией, переходят к Заказчику в порядке, предусмотренном п. 11.3. и п. 11.4.

## **12. КОНФИДЕНЦИАЛЬНОСТЬ**

**12.1.** Стороны берут на себя взаимные обязательства по соблюдению конфиденциальности любой информации и документации, представленной одной Стороной другой Стороне напрямую или опосредованно в связи с настоящим Договором, независимо от того, когда была представлена такая информация: до, в процессе или по истечении срока действия настоящего Договора.

**12.2.** Обязательства по соблюдению конфиденциальности не распространяются на общедоступную информацию, а также на информацию, которая станет известна третьим лицам не по вине одной из Сторон настоящего Договора.

**12.3.** Предусмотренные настоящим разделом Договора обязательства Сторон в отношении конфиденциальной информации действуют в течение 5 лет после прекращения действия Договора.

**12.4.** Передача и использование Сторонами по настоящему Договору информации, составляющей коммерческую тайну, осуществляется на основании соглашения о конфиденциальности, заключаемого Сторонами по типовой форме, утвержденной Заказчиком.

## **13. АНТИКОРРУПЦИОННАЯ ОГОВОРКА**

**13.1.** Поставщику известно о том, что Покупатель реализует требования статьи 13.3 Федерального закона от 25.12.2008 № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», принимает меры по предупреждению коррупции, присоединилось к Антикоррупционной хартии российского бизнеса (свидетельство от 25.05.2015 №2089), включено в Реестр надежных партнеров, ведет Антикоррупционную политику и развивает не допускающую коррупционных проявлений культуру, поддерживает деловые отношения с контрагентами, которые гарантируют добросовестность своих партнеров и поддерживают антикоррупционные стандарты ведения бизнеса.

**13.2.** Поставщик настоящим подтверждает, что он ознакомился с Антикоррупционной хартией российского бизнеса и Антикоррупционной политикой ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» (представленных в разделе «Антикоррупционная политика» на официальном сайте ПАО «МРСК Северо-Запада» по адресу: <http://www.mrsksevzap.ru/aboutcorruptionpolicy>), - полностью принимает положения Антикоррупционной политики ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» и обязуется обеспечивать соблюдение ее требований как со своей стороны, так и со стороны аффилированных с ним физических и юридических лиц, действующих по настоящему Договору, включая собственников, должностных лиц, работников и/или посредников.

**13.3.** При исполнении своих обязательств по настоящему Договору Стороны, их аффилированные лица, работники или посредники не выплачивают, не предлагают выплатить и не разрешают выплату каких-либо денежных средств или ценностей, прямо или косвенно, любым лицам для оказания влияния на действия или решения этих лиц с целью получить какие-либо неправомерные преимущества или достичь иные неправомерные цели.

Стороны отказываются от стимулирования каким-либо образом работников друг друга, в том числе путем предоставления денежных сумм, подарков, безвозмездного выполнения в их

адрес работ (услуг) и другими, не поименованными здесь способами, ставящими работника в определенную зависимость и направленным на обеспечение выполнения этим работником каких-либо действий в пользу стимулирующей его стороны (Поставщика или Покупателя).

**13.4.** В случае возникновения у одной из Сторон подозрений, что произошло или может произойти нарушение каких-либо положений пунктов 13.1 – 13.3 Антикоррупционной оговорки, указанная Сторона обязуется уведомить другую Сторону в письменной форме. После письменного уведомления Сторона имеет право приостановить исполнение настоящего Договора до получения подтверждения, что нарушения не произошло или не произойдет. Это подтверждение должно быть направлено в течение десяти рабочих дней с даты направления письменного уведомления.

В письменном уведомлении Сторона обязана сослаться на факты и/или предоставить материалы, достоверно подтверждающие или дающие основание предполагать, что произошло или может произойти нарушение каких-либо положений пунктов 13.1, 13.2 Антикоррупционной оговорки любой из Сторон, аффилированными лицами, работниками или посредниками.

**13.5.** В случае нарушения одной из Сторон обязательств по соблюдению требований Антикоррупционной политики, предусмотренных пунктами 13.1, 13.2 Антикоррупционной оговорки, и обязательств воздерживаться от запрещенных в пункте 13.3 Антикоррупционной оговорки действий и/или неполучения другой Стороной в установленный срок подтверждения, что нарушения не произошло или не произойдет, Поставщик или Покупатель имеет право расторгнуть настоящий Договор в одностороннем порядке, полностью или в части, направив письменное уведомление о расторжении. Сторона, по чьей инициативе был расторгнут настоящий Договор, в соответствии с положениями настоящего пункта, вправе требовать возмещения реального ущерба, возникшего в результате такого расторжения.

## **14. ОБСТОЯТЕЛЬСТВА НЕПРЕОДОЛИМОЙ СИЛЫ**

**14.1.** Стороны освобождаются от ответственности, если неисполнение, либо ненадлежащее исполнение принятых на себя обязательств вызвано действиями обстоятельств непреодолимой силы (п. 3 ст. 401 ГК РФ).

Сторона, ссылающаяся на обстоятельства непреодолимой силы, обязана в течение 5 (пяти) дней с момента возникновения таких обстоятельств, проинформировать другую Сторону Договора о наступлении подобных обстоятельств в письменной форме с предоставлением оформленного в установленном порядке документа, подтверждающего возникновение обстоятельств непреодолимой силы, от Торгово-промышленной палаты Российской Федерации или иного компетентного органа. Извещение должно содержать данные о наступлении и о характере (виде) обстоятельств непреодолимой силы, а также, по возможности, оценку их влияния на исполнение Стороной своих обязательств по Договору и на срок исполнения обязательств.

При прекращении действия таких обстоятельств Сторона должна без промедления известить об этом другую Сторону в письменной форме. В этом случае в уведомлении необходимо указать срок, в который она предполагает исполнить обязательства по Договору либо обосновать невозможность их исполнения.

**14.2.** В случаях, предусмотренных в пункте 14.1. настоящего Договора, срок исполнения Сторонами обязательств по Договору отодвигается соразмерно времени действия обстоятельств непреодолимой силы и времени, необходимого для ликвидации их последствий. Если обстоятельства непреодолимой силы будут действовать более 2 (двух) месяцев, любая из Сторон вправе в одностороннем порядке отказаться от дальнейшего исполнения Договора без возникновения обязательств по возмещению убытков, связанных с прекращением Договора.

**14.3.** Сторона лишается права ссылаться на обстоятельства непреодолимой силы в случае невыполнения такой Стороной обязанности уведомления другой Стороны об обстоятельствах непреодолимой силы в установленный Договором срок.

Стороны не освобождаются от ответственности за невыполнение или ненадлежащее выполнение обязательств, срок исполнения которых наступил до возникновения обстоятельств непреодолимой силы.

## **15. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**15.1.** Вопросы, не урегулированные настоящим Договором, регламентируются нормами законодательства Российской Федерации.

**15.2.** Настоящим Стороны подтверждают, что им известно о наличии коммерческих рисков, связанных с возможностью неполучения экономической выгоды при исполнении настоящего Договора и согласны с этим.

**15.3.** Все документы, корреспонденция и переписка, а также вся прочая документация, которая должна быть подготовлена и представлена по настоящему Договору, ведутся на русском языке, и настоящий Договор толкуется в соответствии с нормами этого языка.

Письма, уведомления, которые одна Сторона направляет другой Стороне в соответствии с настоящим Договором, направляются в письменной форме почтой или факсимильной связью (по электронной почте) с последующим предоставлением оригинала.

**15.4.** Настоящий Договор в соответствии со ст. 431 ГК РФ подлежит толкованию с учетом буквального значения содержащихся в нем слов и выражений.

**15.5.** Настоящий Договор со всеми его дополнительными соглашениями и приложениями представляет собой единое соглашение между Энергосервисной компанией и Заказчиком в отношении предмета Договора и заменяет собой всю переписку, переговоры и соглашения (как письменные, так и устные) сторон по этому предмету, имевшие место до дня подписания Договора.

**15.6.** Любые изменения, дополнения и приложения к настоящему Договору действительны при условии, если они совершены в письменной форме и подписаны уполномоченными представителями обеих Сторон.

**15.7.** Стороны обязаны письменно уведомлять друг друга об изменении реквизитов, места нахождения, почтового адреса, номеров телефонов в течение 3 (трех) рабочих дней с даты таких изменений.

**15.8.** При заключении, исполнении и расторжении настоящего Договора Стороны могут использовать документооборот с применением электронной подписи в соответствии с законодательством Российской Федерации, о чем Стороны обязуются заключить отдельное Дополнительное соглашение.

**15.9.** Все указанные в настоящем Договоре приложения являются его неотъемлемой частью.

## **16. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ К НАСТОЯЩЕМУ ДОГОВОРУ**

**16.1.** Приложение №1. План мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией.

**16.2.** Приложение №2.1 Порядок расчета экономии энергетических ресурсов заказчика и расходов на их оплату в результате реализации энергосервисного договора (для многоквартирных жилых домов (МЖД));

**16.3.** Приложение №2.2 Порядок расчета экономии энергетических ресурсов заказчика и расходов на их оплату в результате реализации энергосервисного договора (для элементов сети 35, 6(10), 0,4 кВ).

**16.4.** Приложение №3. Планируемый расчет экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении.

**16.5.** Приложение №4. Перечень приборов учета для определения величины экономии энергоресурсов.

**16.6.** Приложение №5. Форма Акта достижения экономии за расчетный период.

**16.7.** Приложение №6. Количественный состав оборудования для установки.

**16.8.** Приложение №7. Форма Акта выполненных мероприятий в рамках энергосервисного договора.

**16.9.** Приложение №8. Регламент инструктажа персонала Заказчика

**16.10.** Приложение №9. Техническое задание.

**16.11.** Приложение №11. Форма предоставления информации в отношении всей цепочки собственников контрагента, включая бенефициаров (в том числе, конечных, об

исполнительных органах контрагента (собственников контрагента), а также информации об изменении указанных сведений»).

**16.12.** Приложение №12. График отключений.

**16.13.** Приложение №13. Перечень элементов сети по группам.

**16.14.** Приложение №14. «Согласие на обработку персональных данных».

**16.15.** Приложение №15.1 «Плановая цена энергосервисного Договора в разрезе групп Элементов сети».

**16.16.** Приложение №15.2 «Плановая стоимость мероприятий в разрезе групп Элементов сети».

## 17. РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН

### Заказчик:

**ПАО «МРСК Северо-Запада»**

Юридический адрес:

196247, г. Санкт-Петербург, площадь Конституции, дом 3, литер А, помещение 16Н.

Почтовый адрес:

196247, г. Санкт-Петербург, площадь Конституции, дом 3, литер А, помещение 16Н.

ИНН: 7802312751

КПП: КПП 997650001

Банковские реквизиты:

р/с: 40702810539000005887 Ф. ОПЕРУ  
Банка ВТБ (ПАО) в Санкт-Петербурге г.  
Санкт-Петербург

БИК: 044030704

к/с: 30101810200000000704

Коды:

ОГРН: 1047855175785

ОКПО: 00106885

ОКВЭД: 35.12, 45.21.3, 31.62.9, 33.20.9

ОКПД 2:

ОКОПФ: 1 22 47

ОКТМО: 40375000

### Энергосервисная компания:

**АО «Энергосервис Северо-Запада»**

Юридический адрес: 188304,

Ленинградская область, Гатчинский район,  
г. Гатчина, ул. Соборная, д. 31

Почтовый адрес: 196247, г. Санкт-

Петербург, пл. Конституции, д. 3, лит. А

ИНН: 4705052380

КПП: 470501001

Банковские реквизиты:

р/с: 40702810055040016360

СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ БАНК ПАО  
«СБЕРБАНК» в г. Санкт-Петербург

БИК: 044030653

к/с: 30101810500000000653

Коды:

ОГРН: 1114705000211

ОКПО: 65545638

ОКВЭД: 71.1

ОКПД 2:

ОКОПФ:

ОКТМО:



### ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:



Приложение №1  
к энергосервисному договору

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

### План мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией

№этапа	Наименование мероприятия*	Объекты, наименование, местоположение	Дата начала	Дата окончания
1.	Проведение предпроектного обследования	Группа фидеров №1	30 календарных дней с даты заключения договора	35 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	122 календарных дней с даты заключения договора	131 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	487 календарных дней с даты заключения договора	496 календарных дней с даты заключения договора
2.	Разработка и согласование с Заказчиком проектно-сметной документации	Группа фидеров №1	36 календарных дней с даты заключения договора	50 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	132 календарных дней с даты заключения договора	151 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	497 календарных дней с даты заключения договора	511 календарных дней с даты заключения договора
3.	Закупка и поставка оборудования и материалов	Группа фидеров №1	51 календарных дней с даты заключения договора	65 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	152 календарных дней с даты заключения договора	181 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	512 календарных дней с даты заключения договора	541 календарных дней с даты заключения договора
4.	Установка приборов учета электроэнергии, замена вводов в здания на изолированный провод (СИП)	Группа фидеров №1	66 календарных дней с даты заключения договора	95 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	182 календарных дней с даты заключения договора	391 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	542 календарных дней с даты заключения договора	631 календарных дней с даты заключения договора
5.	Организация удаленного сбора данных в ИВК системы учета	Группа фидеров №1	96 календарных дней с даты заключения договора	97 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	392 календарных дней с даты заключения договора	401 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	632 календарных дней с даты заключения договора	636 календарных дней с даты заключения договора
6.	Пусконаладочные работы	Группа фидеров №1	98 календарных дней с даты заключения договора	101 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	402 календарных дней с даты заключения договора	411 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	637 календарных дней с даты заключения договора	641 календарных дней с даты заключения договора
7.	Опытная эксплуатация, обучение персонала	Группа фидеров №1	102 календарных дней с даты заключения договора	106 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	412 календарных дней с даты заключения договора	421 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №3	642 календарных дней с даты заключения договора	646 календарных дней с даты заключения договора
8	Передача не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии на коммерческие расчеты с Гарантирующим поставщиком (п.2.3 Договора) в соответствии с приложением	Группа фидеров №1	107 календарных дней с даты заключения договора	121 календарных дней с даты заключения договора
		Группа фидеров №2	422 календарных дней с даты заключения договора	486 календарных дней с даты заключения договора



	1.1. к Плану мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией (Приложение №1 к энергосервисному договору)	Группа фидеров №3	647 календарных дней с даты заключения договора	670 календарных дней с даты заключения договора
9	Промышленная эксплуатация	Группа фидеров №1	122 календарных дней с даты заключения договора	-
		Группа фидеров №2	487 календарных дней с даты заключения договора	-
		Группа фидеров №3	671 календарных дней с даты заключения договора	-

ЗАКАЗЧИК:

Колодей П.А. / *Подпись* /


« *11* » *марта* 2020 г.



ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Охотин В.Г. / *Подпись* /

«  »  2020 г.



**ПОЛОЖЕНИЕ**  
**о взаимодействии Энергосервисной компании и Заказчика**  
**при передаче установленных приборов учета электроэнергии на коммерческие**  
**расчеты с Гарантирующим поставщиком (допуск приборов учета в эксплуатацию)**

**1. Основные понятия и сокращения**

1.1. **ЭСК – Энергосервисная компания** (юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы или индивидуальный предприниматель, осуществляющее выполнение комплекса мероприятий по экономии энергетических ресурсов в рамках настоящего Договора).

1.2. **Заказчик** – ПАО «МРСК Северо-Запада» (сетевая организация).

1.3. **Потребитель** – потребитель электрической энергии, в интересах которого заключается договор об оказании услуг по передаче электрической энергии (потребитель услуг по передаче электрической энергии, в т.ч. исполнитель коммунальной услуги в многоквартирном жилом доме (управляющая организация (УК), товарищество собственников жилья (ТСЖ), жилищного кооператива (ЖК) и иной специализированный потребительский кооператив (СПК)). *При отсутствии заключенного договора на управление многоквартирным жилым домом с управляющей организацией (ТСЖ, ЖК, СПК), то в соответствии со ст.13 Правил предоставления коммунальных услуг, исполнителем коммунальной услуги является гарантирующий поставщик (энергосбытовая, энергоснабжающая организация).*

1.4. **ГП - Гарантирующий поставщик** (энергосбытовая, энергоснабжающая организация).

1.5. **Прибор учёта (ПУ)** – средство измерения (совокупность средств измерения и дополнительного оборудования), используемое для определения объемов (количества) электрической энергии, поданной в электроустановку потребителя подключенной к Элементу сети Заказчика.

1.6. **Допуск прибора учета в эксплуатацию** – процедура, в ходе которой проверяется и определяется готовность прибора учета, в том числе входящего в состав измерительного комплекса или системы учета, к его использованию при осуществлении расчетов за электрическую энергию и которая завершается документальным оформлением результатов допуска путем составления Акта допуска прибора (приборов) учета в эксплуатацию.

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

**2. Общие положения**

2.1. Целью настоящего Положения является:

- организация взаимодействия ЭСК и Заказчика при выполнении мероприятий по допуску в эксплуатацию ПУ электроэнергии, установленных в рамках исполнения

настоящего Договора;

- утверждение формы Акта допуска прибора (приборов) учета в эксплуатацию.

2.2. Настоящее Положение может быть пересмотрено в связи с внесением изменений в действующее законодательство Российской Федерации.

2.3. При организации взаимодействия Энергосервисной компании и Заказчика в рамках исполнения настоящего Договора Стороны руководствуются Регламентом взаимодействия с подрядчиками при организации интеллектуального учёта электроэнергии (утвержден приказом ПАО «МРСК Северо-Запада» от 14.10.2019 №659), в части не противоречащей предмету настоящего договора.

### **3. Порядок проведения работ по предпроектному обследованию, установке и допуску в эксплуатацию приборов учета электроэнергии**

3.1. Планирование и реализация мероприятий по предпроектному обследованию, установке и допуску приборов учета электроэнергии должна осуществляться с учетом режима (сезонности) пребывания потребителей на энергообъектах.

3.2. Допуск прибора учета в эксплуатацию производится ЭСК, на основании выданной Заказчиком доверенности. Для получения доверенности ЭСК направляет в адрес Заказчика письменное обращение.

3.3. Перед допуском приборов учета, ЭСК проводит проверку прибора учета потребителя в соответствии с технологическими картами Заказчика. Выявленные ЭСК в ходе проверки прибора учета потребителя нарушения, фиксируются ЭСК в Акте проверки приборов учета и Акте безучетного потребления электроэнергии. Объем безучетного потребления рассчитывается и включается Заказчиком в Акт достижения экономии, после согласования ГП Акта и объемов безучетного потребления.

3.4. Проверку приборов учета потребителей и допуск приборов учета в эксплуатацию требуется осуществлять одновременно (в одну рабочую смену) и рекомендуется выполнять непосредственно после установки приборов учета и подачи напряжения на выведенную в ремонт электроустановку (участка сети) для целей установки ПУ, после завершения работ.

3.5. Уведомление и согласование с потребителем даты и времени проведения допуска, установленных приборов учета в эксплуатацию и проверки ПУ потребителей осуществляется ЭСК предварительно не позднее 5 рабочих дней до согласованной с Заказчиком даты допуска к месту производства работ для установки приборов учета.

3.6. В целях минимизации затрат ЭСК в ходе проведения работ по допуску ПУ в эксплуатацию рекомендуется уведомлять потребителей и согласовывать дату проведения работ по установке ПУ и необходимости присутствия потребителей в своих помещениях (зданиях, сооружениях) для допуска и проверки ПУ заранее, в ходе проведения предпроектного обследования.

3.7. Для допуска в эксплуатацию ПУ, установку которого произвела ЭСК в рамках исполнения настоящего Договора, ЭСК за 5 рабочих дней до запланированной им даты и времени допуска такого прибора учёта в эксплуатацию должен направить письменную заявку на осуществление допуска в эксплуатацию прибора учёта (далее – заявка) в адрес Заказчика, способом, позволяющим подтвердить факт её получения.

3.8. В заявке должны быть указаны:

- место нахождения прибора учета, допуск в эксплуатацию которого планируется осуществить;
- предлагаемые дата и время проведения процедуры допуска прибора учёта в эксплуатацию, которая должна быть не ранее 5 рабочих дней и не позднее 15 рабочих дней со дня направления заявки;
- контактные данные, включая номер телефона;

- метрологические характеристики приборов учёта и измерительных трансформаторов (при их наличии), в том числе класс точности, тип прибора учёта и измерительных трансформаторов (при их наличии).

3.9. Заказчик не позднее 3-х рабочих дней со дня получения заявки или согласования Сторонами новой даты осуществления допуска в эксплуатацию ПУ уведомляет Потребителя и ГП (в письменной форме способом, позволяющим подтвердить факт получения уведомления) о дате, времени и месте проведения процедуры допуска ПУ в эксплуатацию с указанием сведений, содержащихся в заявке ЭСК.

3.10. Заказчик обязан сообщить ЭСК о предложенных Потребителем и ГП дате и времени проведения процедуры допуска ПУ в эксплуатацию и в случае невозможности исполнения заявки в указанный ЭСК срок сообщить ЭСК об этом в течение 10 рабочих дней, со дня получения заявки. При этом предложение о новых дате и времени осуществления работ не может быть позднее чем через 15 рабочих дней со дня получения заявки.

Если в течение 10 рабочих дней со дня получения Заказчиком заявки, в адрес ЭСК не поступит уведомление о невозможности исполнения заявки, то указанные в заявке дата и время проведения процедуры допуска ПУ в эксплуатацию будут считаться согласованными Сторонами.

3.11. Процедуру допуска прибора учета в эксплуатацию проводит Заказчик совместно с ЭСК Заказчиком. В ходе процедуры допуска прибора учета в эксплуатацию проверка подлежат:

- место установки ПУ;
- схема подключения ПУ (в том числе проверка направления тока в электрической цепи);
- состояние ПУ (наличие или отсутствие механических повреждений на корпусе прибора учета и пломб поверителя) и измерительных трансформаторов (при их наличии);
- соответствие метрологических характеристик вводимого в эксплуатацию ПУ требованиям действующего законодательства РФ и технического задания (приложение 2 к настоящему договору);
- связующие и вычислительные компоненты, входящие в состав системы учета, если ПУ входит в состав системы учета.

3.12. По окончании проверки в местах и способом, которые определены в соответствии с законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений и о техническом регулировании, подлежит установке контрольная одноразовая номерная пломба (далее - контрольная пломба) и (или) знаки визуального контроля с логотипом Заказчика.

3.13. Контрольная пломба и (или) знаки визуального контроля устанавливаются представителем Энергосервисной компании уполномоченным Заказчиком.

3.14. Процедура допуска ПУ в эксплуатацию заканчивается составлением Акта допуска прибора учета в эксплуатацию по форме Приложений №1.1.1, 1.1.2. 1.1.3 к настоящему Положению.

3.15. Акт допуска прибора учета в эксплуатацию составляется в количестве экземпляров, равном числу членов Комиссии, и подписывается членами Комиссии, которые приняли участие в процедуре допуска ПУ в эксплуатацию.

3.16. Лицо, не явившееся для участия в процедуре допуска прибора учета в эксплуатацию, вправе осуществить проверку правильности допуска прибора учета в эксплуатацию и в случае выявления нарушений, допущенных при допуске ПУ в эксплуатацию, инициировать повторную процедуру допуска ПУ в эксплуатацию с компенсацией ЭСК понесенных им расходов, вызванных повторным допуском ПУ в

эксплуатацию.

3.17. Допуск установленного ПУ в эксплуатацию должен быть осуществлен не позднее месяца, следующего за датой его установки.

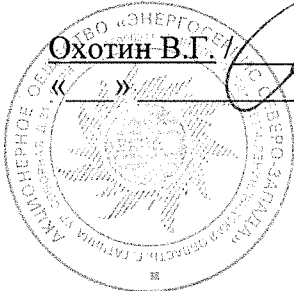
**Приложение к настоящему Положению:**

1. Приложение №1.1.1 – Акт проверки и допуска однофазного прибора учета в эксплуатацию;
2. Приложение №1.1.2 – Акт проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (до 1 кВ);
3. Приложение №1.1.3 – Акт проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (выше 1 кВ)
4. Приложение №1.1.4 – Регламент взаимодействия с подрядчиками при организации интеллектуального учёта электроэнергии (утвержден приказом ПАО «МРСК Северо-Запада» от 14.10.2019 №659)

**Подписи Сторон:**

  
 Колодей Л.Г. /  
 «14» марта 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

  
 Охотин В.Г. /  
 «  »    2020 г.

## Приложение 1.1.1 к Положению

ПАО «МРСК Северо-Запада»

Производственное отделение \_\_\_\_\_

(наименование отделения, участка)

(почтовый адрес отделения)

тел: \_\_\_\_\_

“ ” 20\_\_ г.

**АКТ****проверки и допуска однофазного прибора учета в эксплуатацию.**

Мы, ниже подписавшиеся:

(Представитель филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», должность, ФИО)

И

(Представитель Собственника, должность, ФИО)

И

(Представитель Энергосервисной компании, должность, ФИО)

И

(Представитель Гарантирующего поставщика, должность, ФИО)

составили настоящий акт о том, что произведена проверка прибора учета, находящегося в собственности (аренде) у

потребителя

ФИО абонента

находящегося по

адресу: \_\_\_\_\_

Абонентский номер / договор энергоснабжения / договор оказания услуг по передаче электрической энергии  
(нужное подчеркнуть)№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ с \_\_\_\_\_  
(Наименование организации с кем заключен)

Точка подключения :

ПС \_\_\_\_\_ Фидер \_\_\_\_\_ ТП № \_\_\_\_\_ ВЛ 0,4кВ \_\_\_\_\_ Опора № \_\_\_\_\_

Пломбы поверки на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), клеммной крышке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
вводном ком. аппарате № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
прочее \_\_\_\_\_**Проверен прибор учета**

Тип \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ Напряжение \_\_\_\_\_ В; Ток \_\_\_\_\_ А

Год выпуска \_\_\_\_\_ Год/кв поверки \_\_\_\_\_ Класс точности \_\_\_\_\_ Количество тарифов \_\_\_\_\_

Показания: 1 тариф (день) \_\_\_\_\_ 2 тариф (ночь) \_\_\_\_\_ Общий \_\_\_\_\_

Причина проверки: допуск в эксплуатацию

Замечания: \_\_\_\_\_

Пломбы поверки на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.) на: клеммной крышке

№ \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), вводном ком.аппарате.,

прочее \_\_\_\_\_ (шт).

Заключение: \_\_\_\_\_

*Подписавшие настоящий Акт подтверждают своё согласие на снятие показаний допущенного в эксплуатацию прибора учета посредством удаленного сбора данных (дистанционного опроса)*

Представитель ПАО «МРСК Северо-Запада»

ПО «\_\_\_\_\_»

\_\_\_\_\_  
 /  
 /  
 Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Энергосервисной компании

\_\_\_\_\_  
 /  
 /  
 Подпись (Ф.И.О.)

Представитель собственника

\_\_\_\_\_  
 /  
 /  
 Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Гарантирующего поставщика

\_\_\_\_\_  
 /  
 /  
 Подпись (Ф.И.О.)

*Примечание: при отказе от подписания настоящего Акта необходимо указать причины такого отказа.*



## Приложение 1.1.2 к Положению

Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Производственное отделение \_\_\_\_\_

(наименование отделения, участка)

(почтовый адрес отделения)

тел: \_\_\_\_\_

“ ” 20\_\_ г.

### АКТ проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (до 1 кВ)

Мы, ниже подписавшиеся:

(Представитель филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», должность, ФИО)

И

(Представитель Энергосервисной компании, должность, ФИО)

И

(Представитель Собственника, должность, ФИО)

И

(Представитель Гарантирующего поставщика, должность, ФИО)

составили

настоящий акт в том, что

у:

(наименование потребителя)

на:

наименование объекта

находящегося по адресу \_\_\_\_\_ осуществляется  
электроснабжение от фидера ПС \_\_\_\_\_, наименование ТП \_\_\_\_\_

№ фидера, диспетчерское наименование ПС

В соответствии с договором энергоснабжения / договором оказания услуг по передаче электрической энергии  
(нужное подчеркнуть)

№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ с \_\_\_\_\_  
Наименование организации с кем заключен

электросчётчик и ТТ находятся на балансе \_\_\_\_\_

вид учёта \_\_\_\_\_, максимальная мощность (для юр. лиц) \_\_\_\_\_

коммерческий, технический

&lt;670 кВт или ≥ 670 кВт

До начала проверки: 1. Вводной кабель \_\_\_\_\_;

2. Пломбы поверки на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.) и пломбы филиала «\_\_\_\_\_ энерго»  
на: клеммной крышке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), токовых цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), нулевом проводе № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
вводном ком. Аппарате № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), щите учета № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
испытательной колодке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), прочее \_\_\_\_\_ (шт).

Итого пломб сетевой компании \_\_\_\_\_ (шт) Знаки визуального контроля установленные на токовых  
цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),

Цепях напряжения № \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт).

Прочее \_\_\_\_\_

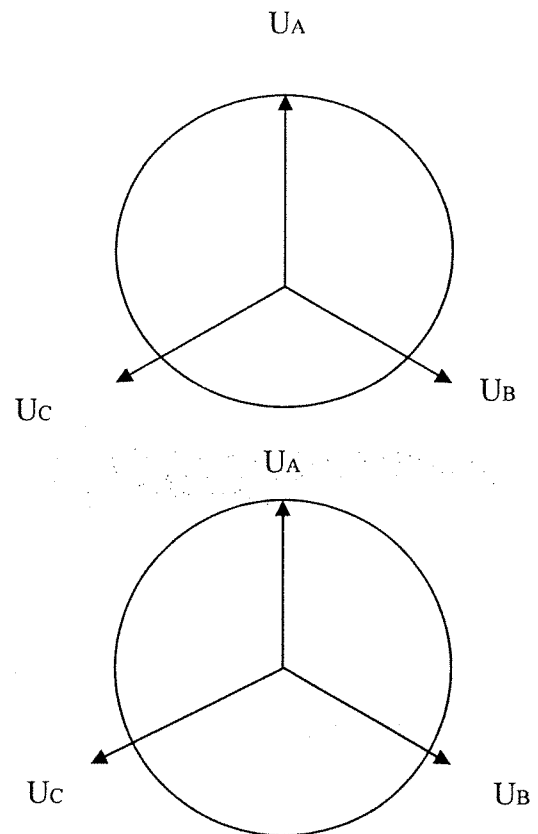
## Проверен электросчётчик

Тип \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_  
Напряжение \_\_\_\_\_ В; Ток \_\_\_\_\_ А  
Год выпуска \_\_\_\_\_ Год/Кв поверки \_\_\_\_\_  
Класс точности \_\_\_\_\_ Количество тарифов \_\_\_\_\_  
А = \_\_\_\_\_ об(имп) / кВт\*ч  
Показания на момент проведения работ  
1 тариф (день) \_\_\_\_\_ 3 тариф (прочее) \_\_\_\_\_  
2 тариф (ночь) \_\_\_\_\_ Общий \_\_\_\_\_  
Примечание \_\_\_\_\_  
Причина проверки \_\_\_\_\_ допуск в эксплуатацию \_\_\_\_\_  
Примечание \_\_\_\_\_

## Проверен трансформатор тока

Фаза	А	В	С
Тип			
I перв., А			
I втор., А			
К т.т.			
Класс точности			
№ т.т.			
Дата поверки			
Оттиск повер клейма			
Причина проверки	допуск в эксплуатацию		
Примечание			

№ сч _____ $I_a = \text{_____} \text{ A } \varphi A = \text{_____}$ $I_b = \text{_____} \text{ A } \varphi B = \text{_____}$ $I_c = \text{_____} \text{ A } \varphi C = \text{_____}$ $U_{a0} = \text{_____} \text{ B } U_{ab} = \text{_____} \text{ B}$ $U_{b0} = \text{_____} \text{ B } U_{bc} = \text{_____} \text{ B}$ $U_{c0} = \text{_____} \text{ B } U_{ca} = \text{_____} \text{ B}$ $N = \text{_____} \text{ об(имп)}$ $t = \text{_____} \text{ сек}$ $P = \text{_____} \text{ Вт}; Q = \text{_____} \text{ вар}$ Погрешность Акт = _____ % Погрешность Реакт = _____ %
№ сч _____ $I_a = \text{_____} \text{ A } \varphi A = \text{_____}$ $I_b = \text{_____} \text{ A } \varphi B = \text{_____}$ $I_c = \text{_____} \text{ A } \varphi C = \text{_____}$ $U_{a0} = \text{_____} \text{ B } U_{ab} = \text{_____} \text{ B}$ $U_{b0} = \text{_____} \text{ B } U_{bc} = \text{_____} \text{ B}$ $U_{c0} = \text{_____} \text{ B } U_{ca} = \text{_____} \text{ B}$ $N = \text{_____} \text{ об(имп)}$ $t = \text{_____} \text{ сек}$ $P = \text{_____} \text{ Вт}; Q = \text{_____} \text{ вар}$ Погрешность Акт = _____ % Погрешность Реакт = _____ %



**Приборы применяемые при проверке:**

№	Наименование и тип	Класс точности	Дата сл. проверки	Примечание

По окончании проверки: 1. Вводной кабель \_\_\_\_\_ тип/сечение/длина

2. Оттиск поверительного клейма на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.) и пломбы филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на: клеммной крышке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
 токовых цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
 нулевом проводе № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), вводном ком. аппарате. № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
 щите учета № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), испытательной колодке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
 прочее \_\_\_\_\_ (шт).

Итого пломб \_\_\_\_\_ шт.; Знаки визуального контроля установленные на токовых цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
 цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт)

Провода вторичных цепей (цепей измерения) скруток и повреждений изоляции не имеют.  
 Замечания выявленные при проверке: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**Заключение:** \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

*Подписавшие настоящий Акт подтверждают своё согласие на снятие показаний  
 допущенного в эксплуатацию прибора учета посредством удаленного сбора данных  
 (дистанционного опроса)*

Представитель  
 ПАО «МРСК Северо-Запада»  
 ПО «\_\_\_\_\_»

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель Энергосервисной компании

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель собственника

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель Гарантирующего поставщика

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

*Примечание: при отказе от подписания настоящего Акта необходимо указать причины такого отказа.*

## Приложение 1.1.3 к Положению

Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Производственное отделение \_\_\_\_\_  
(наименование отделения, участка)

(почтовый адрес отделения)

тел: \_\_\_\_\_

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

**АКТ  
проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (выше 1 кВ)**

Мы, ниже подписавшиеся:

(Представитель филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», должность, ФИО)

И

(Представитель Энергосервисной компании, должность, ФИО)

И

(Представитель Собственника, должность, ФИО)

И

(Представитель Гарантирующего поставщика, должность, ФИО)

составили

настоящий акт в том, что

у:

(наименование потребителя)

на:

(наименование объекта)

находящегося по адресу \_\_\_\_\_

осуществляется электроснабжение от фидера ПС \_\_\_\_\_, наименование ТП \_\_\_\_\_  
(№ фидера, диспетчерское наименование ПС)В соответствии с договором энергоснабжения /договором оказания услуг по передаче электрической энергии  
(нужное подчеркнуть)№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ с \_\_\_\_\_  
(Наименование организации с кем заключен)

электросчётчик, ТТ и ТН находятся на балансе \_\_\_\_\_

вид учёта \_\_\_\_\_, максимальная мощность (для юр. лиц)

коммерческий, технический

&lt; 670 кВт или ≥

670 кВт

**До начала проверки:** 1. Вводной кабель \_\_\_\_\_;2. Пломбы поверки на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.) и пломбы филиала « \_\_\_\_\_ энерго»  
на: клеммной крышке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), токовых цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), нулевом проводе № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
вводном ком. аппарате. № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), щите учета № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.),  
испытательной колодке \_\_\_\_\_ (шт.).Итого пломб сетевой компании \_\_\_\_\_ (шт.) Знаки визуального контроля установленные на токовых  
цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),  
цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт).

Прочее \_\_\_\_\_

**Проверен электросчётчик**

Тип \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_  
 Напряжение \_\_\_\_\_ В; Ток \_\_\_\_\_ А  
 Год выпуска \_\_\_\_\_ Год/Кв поверки \_\_\_\_\_  
 Класс точности \_\_\_\_\_ Количество тарифов \_\_\_\_\_  
 А = \_\_\_\_\_ об(имп) / кВт\*ч  
 Показания на момент проведения работ  
 1 тариф (день) \_\_\_\_\_ 3 тариф (прочее) \_\_\_\_\_  
 2 тариф (ночь) \_\_\_\_\_ Общий \_\_\_\_\_  
 Примечание \_\_\_\_\_  
 Причина проверки \_\_\_\_\_ допуск в эксплуатацию \_\_\_\_\_  
 Примечание \_\_\_\_\_

**Проверен трансформатор тока**

Фаза	А	В	С
Тип			
I перв., А			
I втор., А			
К т.т.			
Класс точности			
№ т.т.			
Дата поверки			
Оттиск повер клейма			
Причина проверки	Допуск в эксплуатацию		
Примечание			

№ сч \_\_\_\_\_

Ia = \_\_\_\_\_ A φA = \_\_\_\_\_

Ib = \_\_\_\_\_ A φB = \_\_\_\_\_

IC = \_\_\_\_\_ A φC = \_\_\_\_\_

Ua0 = \_\_\_\_\_ В Uab = \_\_\_\_\_ В

Ub0 = \_\_\_\_\_ В Ubc = \_\_\_\_\_ В

Uc0 = \_\_\_\_\_ В Uca = \_\_\_\_\_ В

N = \_\_\_\_\_ об(имп)

t = \_\_\_\_\_ сек

P = \_\_\_\_\_ Вт; Q = \_\_\_\_\_ вар

Погрешность Акт = \_\_\_\_\_ %

Погрешность Реакт = \_\_\_\_\_ %

№ сч \_\_\_\_\_

Ia = \_\_\_\_\_ A φA = \_\_\_\_\_

Ib = \_\_\_\_\_ A φB = \_\_\_\_\_

IC = \_\_\_\_\_ A φC = \_\_\_\_\_

Ua0 = \_\_\_\_\_ В Uab = \_\_\_\_\_ В

Ub0 = \_\_\_\_\_ В Ubc = \_\_\_\_\_ В

Uc0 = \_\_\_\_\_ В Uca = \_\_\_\_\_ В

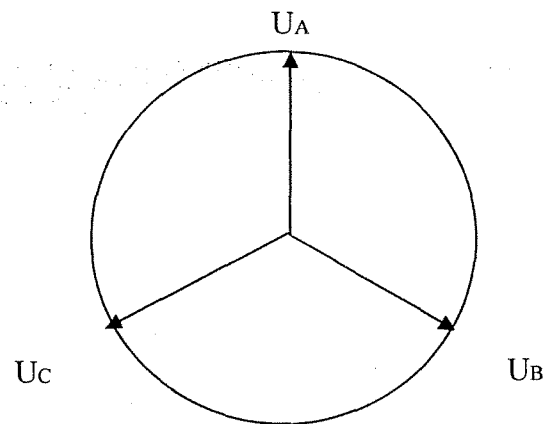
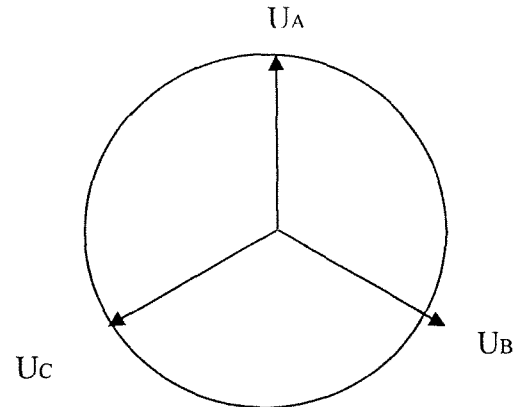
N = \_\_\_\_\_ об(имп)

t = \_\_\_\_\_ сек

P = \_\_\_\_\_ Вт; Q = \_\_\_\_\_ вар

Погрешность Акт = \_\_\_\_\_ %

Погрешность Реакт = \_\_\_\_\_ %



#### Трансформатор напряжения

Фаза	Наименование (марка ТН)	Год / квартал поверки	Факт. нагрузк аТН, Вт.	Класс точности / Ном.мощность для соответств. класса точности			Потери напряжения	
				% / Вт	% / Вт	% / Вт	В	%
А								
В								
С								
Итого								
Прим:								

#### Приборы применяемые при проверке:

№	Наименование и тип	Класс точности	Дата сл. поверки	Примечание

#### По окончании проверки:

Оттиск поверительного клейма на кожухе счетчика № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.) и пломбы филиала на: клеммной крышке № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), токовых цепях № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт.), нулевом проводе № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), вводном ком. аппарате. № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт), щите учета № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт) прочее \_\_\_\_\_ (шт).

Итого пломб \_\_\_\_\_ шт.; Знаки визуального контроля установленные на токовых цепях

№ \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт),

цепях напряжения № \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ (шт)

Провода вторичных цепей (цепей измерения) скруток и повреждений изоляции не имеют.

Замечания выявленные при проверке: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Заключение: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

*Подписавшие настоящий Акт подтверждают своё согласие на снятие показаний  
допущенного в эксплуатацию прибора учета посредством удаленного сбора данных  
(дистанционного опроса)*

Представитель

ПАО «МРСК Северо-Запада»

ПО «\_\_\_\_\_»

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель Энергосервисной компании

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель собственника

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

Представитель Гарантирующего поставщика

/

/

Подпись

(Ф.И.О.)

*Примечание: при отказе от подписания настоящего Акта необходимо указать причины такого отказа.*

**РЕГЛАМЕНТ**  
**взаимодействия с подрядчиками при организации интеллектуального учёта электроэнергии**  
**(утвержден приказом ПАО «МРСК Северо-Запада» от 14.10.2019 №659)**  
**(отдельным документом)**



Приложение № 2.1  
к энергосервисному договору  
№ \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Порядок расчета экономии энергетических ресурсов заказчика  
и расходов на их оплату в результате реализации энергосервисного договора  
(для многоквартирных жилых домов (МЖД))**

Экономия от реализации мероприятий направленных на снижение потерь электрической энергии определяется за расчетный месяц по формуле:

$$\Xi = \sum_{i=1}^n (W_i - W_{i6} - W_{ип}) * T, \text{ руб.},$$

где

$W_i$  – объем переданной электроэнергии за расчетный период по  $i$ -ому МЖД из Приложения № 1, сформированный на основании данных, полученных с коллективных (общедомовых) приборов учета, установленных в рамках реализации энергосервисного договора, кВтч. Данные показания фиксируются в реестре показаний приборов учета.

$W_{i6}$ , кВт\*ч – объем электроэнергии за аналогичный период базового года, включенный в объем оказанной услуги по передаче электрической энергии по всем собственникам помещений (жилых и нежилых) в МЖД, подключенным к общедомовым сетям, за соответствующий месяц базового периода по  $i$ -ому МЖД.

$T$ , руб./кВт\*ч – цена электрической энергии, приобретаемой Заказчиком у гарантирующего поставщика в целях компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях Заказчика в расчетном периоде (определяется в соответствии с Актом приема-передачи электроэнергии (мощности) при её покупке в целях компенсации потерь за расчетный период, оформленным с гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией)).

$W_{ип}$ , кВт\*ч – объем электроэнергии за расчетный период по  $i$ -му МЖД, по потребителям, присоединенным к общедомовым электрическим сетям во время или после выполнения работ по установке общедомовых приборов учета, в рамках настоящего Договора. Данные объема электроэнергии фиксируются в реестре показаний приборов учета.

В случае, если  $W_i < (W_{i6} - W_{ип})$ , то  $\Xi = 0$  (отрицательные эффекты не суммируются).

**ЗАКАЗЧИК:**

Колодей Л.Г. /  /  
«11» сентября 2020 г.



**ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:**

Охотин В.Г. /  /  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.



**Порядок расчета экономии энергетических ресурсов заказчика и расходов на их оплату в результате реализации энергосервисного договора  
(для элементов сети 35, 6(10), 0,4 кВ)**

1. Определение экономии от реализации мероприятий по снижению потерь

Расчет экономии расходов заказчика выполняется по следующим составляющим эффекта:

– снижение расходов на компенсацию стоимости фактических потерь электроэнергии при передаче;

– опционально по согласованию сторон - рост полезного отпуска в стоимостном выражении.

Снижение фактических потерь электроэнергии по i-му объекту в расчетный период относительно базисного, %

$$\Delta_i = P_{\text{баз}i} - P_{\text{отч}i}, \% \quad (1)$$

где:

$P_{\text{отч}i}$  - процент фактических потерь электроэнергии по i-му объекту в расчетном периоде;

$P_{\text{баз}i}$  - процент фактических потерь электроэнергии по i-му объекту в базовом периоде;

Размер экономии расходов Заказчика составляет в натуральных показателях:

$$W_{\text{экон}i} = W_{\text{прб}i} \cdot \frac{\Delta_i}{100}, \text{ кВт*ч}; \quad (2)$$

где:

$W_{\text{экон}i}$  – объем экономии по i-му объекту, кВт\*ч;

$W_{\text{прб}i}$  – объем принятой электроэнергии по i-му объекту в базисном году, кВт\*ч;

$\Delta_i$  - величина снижения фактических потерь электроэнергии по i-му объекту за расчетный период относительно базисного в соответствии с формулой (1), %.

в стоимостном выражении:

$$S_{\text{эпот}i} = W_{\text{экон}i} * S_{\text{приоб}}, \text{ руб.}; \quad (3)$$

где:

$S_{\text{эпот}i}$  – размер экономии по i-му объекту в денежном выражении, руб.;

$W_{\text{экон}i}$  – объем экономии по i-му объекту в натуральном выражении, кВт\*ч;

$S_{\text{приоб}}$  – тариф на компенсацию потерь электроэнергии в расчетном периоде, руб/кВт\*ч.

Опционально по согласованию сторон эффект от мероприятий по  $i$ -му объекту в расчетном периоде в части роста полезного отпуска может определяться путем сравнения величины полезного отпуска по  $i$ -му объекту в расчетном периоде и величины полезного отпуска по  $i$ -му объекту за аналогичный период в базисном году, за вычетом прироста по  $i$ -му объекту вследствие технологического подключения новых потребителей.

Расчет может осуществляться по двум категориям потребителей: юридические и физические лица по формуле:

$$\Delta W_{\text{пол.отп}}^{\text{ЭСК}i} = W_{\text{отч}}^{pi} - W_6^i - \Delta W_{\text{пол.отп}}^{\text{ТП}i}, \text{ кВт*ч}; \quad (4)$$

где:

$W_6^i$  – полезный отпуск по  $i$ -му объекту в базисном году по соответствующей категории лиц, кВт\*ч;

$W_{\text{отч}}^i$  – полезный отпуск по  $i$ -му объекту в расчетном периоде по соответствующей категории лиц, кВт\*ч;

$\Delta W_{\text{пол.отп}}^{\text{ТП}i}$  – прирост полезного отпуска по  $i$ -му объекту в расчетном периоде за счет технологического присоединения новых потребителей по соответствующим категориям, кВт\*ч.

В стоимостном выражении величина роста полезного отпуска по  $i$ -му объекту в расчетном периоде за счет выполнения мероприятий ЭСК определяется:

$$S_{\text{пол.отп}}^i = \Delta W_{\text{пол.отп}}^{\text{ЭСК}i} \cdot S_{\text{тар}}^{\text{юр}} + \Delta W_{\text{пол.отп}}^{\text{ЭСК}i} \cdot S_{\text{тар}}^{\text{физ}}, \text{ руб.}; \quad (5)$$

где:

$S_{\text{тар}}^{\text{юр}}$  – тариф на услугу по передаче электроэнергии для юридических лиц в расчетном периоде, руб./кВт\*ч;

$S_{\text{тар}}^{\text{физ}}$  – тариф на услугу по передаче электроэнергии для физических лиц в расчетном периоде, руб./кВт\*ч.

Тариф на услуги по передаче электроэнергии для юридических лиц принимается в соответствии с уровнем напряжения, установленным для данного потребителя при тарифно-балансовом решении.

2. Определение экономии от реализации мероприятий по снижению энергетических ресурсов (кроме снижения потерь электрической энергии).

Экономия энергетического ресурса (кроме снижения потерь электрической энергии) определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \Delta W_{\text{баз}} - \Delta W_{\text{факт}} - \Delta \mathcal{E} \pm K, \text{ руб.}; \quad (6)$$

где:

$\Delta W_{\text{баз}}$  – объем потребления энергетического ресурса в энергетической базовой линии, кВт\*ч;

$\Delta W_{\text{факт}}$  – объем потребления энергетического ресурса в расчетном периоде, кВт\*ч;

### Планируемый расчет экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении

№	Группа элементов сети (№№)	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого за год
<b>Базисные условия (до реализации мероприятий) за 2017 год</b>															
1	Всего	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВтч	24 718	24 983	25 976	18 926	13 951	12 562	11 723	11 929	14 147	18 300	20 781	25 985	223 980
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, тыс. кВтч	18 326	18 584	18 314	15 966	12 296	10 734	9 781	9 367	11 430	13 991	16 694	17 686	173 169
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	691	668	808	328	184	203	215	284	302	470	454	878	5 486
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, тыс. кВтч	551	533	645	262	146	162	172	227	241	375	362	701	4 376
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, тыс. кВтч	66	64	77	31	17	19	21	27	29	45	43	84	522
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	6 392	6 399	7 662	2 960	1 655	1 828	1 942	2 562	2 718	4 309	4 087	8 299	50 812
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	25,9%	25,6%	29,5%	15,6%	11,9%	14,6%	16,6%	21,5%	19,2%	23,5%	19,7%	31,9%	22,7%

$\Delta \text{Эт}$  – размер экономии в натуральном измерении, полученной при реализации мероприятий, включенных в состав тарифа на оказание услуг по передаче электрической энергии, кВт\*ч;

$K^3$  – объем поправочных корректировок.

Экономия энергетического ресурса в стоимостном выражении определяется по формуле:

$$\text{Эд} = C_6 - C_0, \text{ руб.}; \quad (7)$$

где:

$C_6$  - стоимость использованного энергетического ресурса в базовой энергетической линии, скорректированная к расчетному периоду с помощью поправочных корректировок в стоимостном выражении, руб.;

$C_0$  - стоимость использованного энергетического ресурса в расчетном периоде, учитывающая поправочные корректировки в стоимостном выражении, руб.

Стоимость энергетических ресурсов при расчете  $C_6$  и  $C_0$  определяется исходя из одинаковых цен (тарифов) на энергетические ресурсы.



<sup>3</sup> Расчет поправочных коэффициентов осуществляется в соответствии с Методическими указаниями по определению и документальному подтверждению размера экономии, полученной сетевыми организациями при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, утв. распоряжением ПАО «Россети» от 25.12.2014 № 578р.

		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), тыс. тыс. кВтч	5 084	5 134	6 132	2 338	1 307	1 444	1 534	2 024	2 147	3 420	3 228	6 636	40 427
2	1	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВтч	342	391	389	269	173	145	140	146	185	257	289	375	3 100
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, тыс. кВтч	194	243	212	201	135	103	96	87	122	157	195	183	1 930
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	20	19	23	9	5	6	6	8	8	13	13	25	155
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, тыс.кВтч	16	15	18	7	4	5	5	6	7	11	10	20	124
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, тыс. кВтч	2	2	2	1	0	1	1	1	1	1	1	2	15
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	147	147	176	68	38	42	45	59	63	99	94	191	1 170
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	43,1%	37,7%	45,4%	25,4%	22,1%	28,9%	31,9%	40,3%	33,9%	38,7%	32,5%	51,0%	37,8%

		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), тыс. кВтч	110	111	133	51	28	31	33	44	47	74	70	144	876
3	2	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВтч	18 217	18 849	19 511	14 191	10 480	9 496	8 869	9 000	10 617	13 667	15 776	19 601	168 275
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, тыс. кВтч	13 615	14 241	13 995	12 060	9 289	8 180	7 471	7 155	8 660	10 564	12 834	13 626	131 691
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	482	466	564	229	128	142	151	199	211	328	317	613	3 829
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, тыс. кВтч	385	372	450	183	102	113	120	158	168	262	253	489	3 055
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, тыс. кВтч	46	44	54	22	12	14	14	19	20	31	30	58	364
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	4 602	4 607	5 517	2 131	1 191	1 316	1 398	1 845	1 957	3 103	2 943	5 975	36 585
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	25,3%	24,4%	28,3%	15,0%	11,4%	13,9%	15,8%	20,5%	18,4%	22,7%	18,7%	30,5%	21,7%

		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), тыс. кВтч	3 689	3 726	4 450	1 697	949	1 048	1 113	1 469	1 558	2 482	2 342	4 816	29 337
4	3	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВтч	6 159	5 744	6 076	4 465	3 297	2 920	2 713	2 783	3 345	4 377	4 715	6 010	52 605
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, тыс. кВтч	4 517	4 099	4 107	3 705	2 872	2 450	2 214	2 125	2 647	3 270	3 665	3 877	39 548
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	189	183	222	90	50	55	59	78	82	129	124	241	1 502
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, тыс. кВтч	151	146	177	72	40	44	47	62	66	103	99	192	1 198
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, тыс. кВтч	18	17	21	9	5	5	6	7	8	12	12	23	143
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, тыс. кВтч	1 642	1 644	1 969	760	425	470	499	658	698	1 107	1 050	2 132	13 057
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	26,7%	28,6%	32,4%	17,0%	12,9%	16,1%	18,4%	23,7%	20,9%	25,3%	22,3%	35,5%	24,8%



		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), тыс. кВтч	1 284	1 297	1 549	591	330	365
--	--	--	-------	-------	-------	-----	-----	-----



**ЗАКАЗЧИК**  
 Колодей Л.Г. /  
 «17» марта 2020 г.

388	511	542	864	815	1 677	10 214
-----	-----	-----	-----	-----	-------	--------

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Охотин В.Г. /  /  
 «    »    2020 г.



Приложение №4  
к энергосервисному договору  
№ \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.


### Форма. Перечень приборов учета для определения величины экономии энергоресурсов

Перечень приборов учета для определения величины экономии потерь электроэнергии после реализации мероприятий

№п /п	Наименование населенного пункта	Наименование подстанции	Наименование ВЛ-6(10) кВ	Наименование или номер ТП	Наименование ВЛ	Поступление электроэнергии в Элемент сети заказчика		Количество приборов учета электроэнергии потребителей		
						Марка прибора учета	Номер прибора учета	1-ф.	3-ф.	3-ф. тр. вкл.
1										
2										
	Итого по РЭС									
	Итого ПО ____ ЭС									

Определение величины экономии электроэнергии начинается не ранее выполнения Энергосервисной компанией этапа №8 плана мероприятий «Передача не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии на коммерческие расчеты с Гарантирующим поставщиком» (приложение №1 Договора).

  
 Колосей Л.Г. / *Л.Г. Колосей* /  
 « 11 » *ноября* 2020 г.

  
 Охотин В.Г. / *В.Г. Охотин* /  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Форма акта достижения экономии за расчетный период

АКТ достижения экономии за расчетный период № \_\_\_\_\_

Основание: Энергосервисный договор № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ г. (далее – Договор) \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Район электрической сети: \_\_\_\_\_

Группа элементов сети: \_\_\_\_\_

Расчетный период: с «01» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. по «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания \_\_\_\_\_», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице \_\_\_\_\_, действующего на основании \_\_\_\_\_, с одной стороны, и \_\_\_\_\_ в лице \_\_\_\_\_, действующего на основании Устава, именуемое в дальнейшем «Энергосервисная компания», подписали настоящий Акт достижения экономии за расчетный период № \_\_\_\_\_ о нижеследующем:

1. Услуги, установленные Договором, выполнены Энергосервисной компанией надлежащим образом и в объеме определенном настоящим Актом. Заказчик по качеству и объему оказанных услуг претензий к Энергосервисной компании не имеет.
2. В результате выполнения мероприятий Энергосервисной компанией были достигнуты следующие показатели экономии энергетических ресурсов Заказчика:

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	Объем плановой экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде (в соответствии с Приложением №3 к настоящему Договору)	кВт*ч	
	Объем экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде $W_i$	кВт*ч	
	Достижение плановой экономии	Достигнуто / Не достигнуто	
	Стоимость сэкономленных энергетических ресурсов в i-том расчетном периоде определения экономии энергетических ресурсов $Э_i$	руб. с НДС	
	Размер платежа, подлежащий выплате Энергосервисной компании (доля от $Э_i$ , определенная в соответствии с требованиями п.2.1 договора или гарантированный платеж):	руб. без НДС	
		НДС	
		руб. с НДС	

Итого к оплате в соответствии с п.3.5. Договора: \_\_\_\_\_ (прописью) рублей \_\_\_\_\_ копеек

  
Колодез Л.Г. /  
«11» \_\_\_\_\_ 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:  
  
Охотин В.Г. /  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Приложение №6  
к энергосервисному договору  
№ \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Форма. Количественный состав оборудования для установки**

№п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество
1.	Группа Элементов сети №1:		
1.1.			
1.2.			
1.3.			
1.4.			
1.5.			
2.	Группа Элементов сети №2:		
2.1.			
2.2.			
2.3.			
2.4.			
2.5.			
...			
...			
...			
...			
	Группы Элементов сети №№1-10: ИТОГО	-	-

ЗАКАЗЧИК  
Колодез Л.Г. /  /  
« 11 »  2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:  
Охотин В.Г. /  /  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

**Форма**  
**Акта выполненных мероприятий в рамках энергосервисного договора**

\_\_\_\_\_  
*наименование этапа*

**АКТ**  
**выполненных мероприятий, производимых на**

\_\_\_\_\_  
*(наименование группы Элементов сети, на которой производились мероприятия)*

\_\_\_\_\_  
*Дата*

Комиссия в составе:

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
*(должность, предприятие, фамилия, инициалы)*

составила настоящий акт в том, что в соответствии с условиями настоящего Договора от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_ Энергосервисной компанией реализован \_\_\_\_\_  
(\_\_\_\_\_) этап плана мероприятий, предусмотренный настоящим Договором.

Комиссией рассмотрены следующие представленные документы:

\_\_\_\_\_  
*перечень всех представленных документов*  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

На основании рассмотренных документов подтверждается выполнение Энергосервисной компанией

по \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_,  
*(наименование группы Элементов сети, на которой производились мероприятия)*

мероприятий со следующими количественными, качественными и стоимостными характеристиками:

Наименование выполненного мероприятия (выполненных работ)*	Количество (объем) выполненных мероприятий (работ), приборов учёта	Фактическая стоимость выполненных мероприятий (работ), руб. без НДС	В том числе стоимость смонтированного оборудования, руб. без НДС

заполняется отдельно для каждого вида смонтированного оборудования (Т-ф. приборы учёта, З-ф. УСПД, Модем и т.д.) и выполненных работ (ПИР, СМР, ПНР и т.д.)

Выполненные Энергосервисной компанией мероприятия (работы) по

\_\_\_\_\_,  
(наименование группы Элементов сети, на которой производились мероприятия)

на \_\_\_\_\_, считаются принятыми Заказчиком, замечаний  
(претензий) нет  
(дата)

Члены комиссии

подпись

расшифровка

подпись

расшифровка

подпись

расшифровка

подпись

расшифровка

ЗАКАЗЧИК:  
КАРЕЛЬСКИЙ  
ФИЛИАЛ  
ОАО «МРСК  
«Северное  
Энерго  
Сервисное  
Общество»  
ПАО «МРСК  
«Северное  
Энерго  
Сервисное  
Общество»  
/ Колодез Л.Г. /  
« 11 » марта 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

ОАО «ЭНЕРГОСЕРВИСНОЕ  
ОБЩЕСТВО  
КАРЕЛИИ»  
/ Охотин В.Г. /  
« 11 » марта 2020 г.

### Регламент инструктажа персонала Заказчика

1. Согласно разделу 5 энергосервисного договора Энергосервисная компания, не позднее, чем за \_\_\_\_\_ календарных дней до дня направления Заказчику извещения о готовности к приемке выполненных Энергосервисной компанией мероприятий по снижению потерь в электрических сетях и (или) вводу оборудования в эксплуатацию, организует собственными либо привлеченными силами (субподрядчиками) инструктаж персонала Заказчика в соответствии с положениями настоящего Регламента.

2. Целью инструктажа персонала Заказчика является возможность самостоятельного и эффективного использования персоналом Заказчика оборудования, качественное управление процессами эксплуатации и обслуживания в соответствии с нормативно-технической документацией и инструкциями завода-изготовителя.

3. Энергосервисная компания, не позднее, чем за \_\_\_\_\_ календарных дней до дня направления Заказчику извещения о готовности к приемке выполненных Энергосервисной компанией мероприятий по снижению потерь в электрических сетях и (или) вводу оборудования в эксплуатацию, направляет Заказчику уведомление о необходимости начала инструктажа.

4. Заказчик в течение \_\_\_\_\_ дней с момента получения уведомления Энергосервисной компании о необходимости начала инструктажа формирует заявку, в которой указывает:

- Ф.И.О. сотрудников, которые в силу своих должностных обязанностей будут (должны быть) непосредственно задействованы в процессе эксплуатации, обслуживания, ремонта и (или) диагностирования неисправностей оборудования (далее - кандидаты на инструктаж);

- должность (согласно штатному расписанию) каждого кандидата на инструктаж с приложением копии должностной инструкции на каждого кандидата на инструктаж.

5. Численность кандидатов на инструктаж, указанных в заявке, не должна превышать штатного количества человек, обслуживающих это оборудование.

6. Заказчик направляет заявку Энергосервисной компании на утверждение не позднее чем в течение \_\_\_\_\_ календарных дней с момента получения уведомления Энергосервисной компании о необходимости начала инструктажа. Энергосервисная компания обязана рассмотреть и согласовать заявку в течение \_\_\_\_\_ календарных дней с момента получения последней от Заказчика. В случае несогласия с количеством кандидатов на инструктаж (всех либо части), Энергосервисная компания направляет мотивированный отказ от инструктажа. Заказчик при получении мотивированного отказа может представить уменьшенное количество кандидатов на инструктаж с указанием информации, предусмотренной п. 4 настоящего Регламента.

7. Заказчик обязан предоставить Энергосервисной компании (либо привлекаемым им субподрядным организациям) помещение для инструктажа на территории Объекта Заказчика (либо для проведения, например, теоретической части инструктажа, любое иное помещение).

8. Инструктаж производится в соответствии с Программой инструктажа, которая должна включать в себя как теоретическую, так и практическую часть.

9. Срок инструктажа составляет \_\_\_\_\_ календарный день, при этом инструктаж должен быть закончен в срок не позднее, чем \_\_\_\_\_ календарных дней до момента направления Заказчику извещения о готовности к приемке выполненных Энергосервисной




компанией мероприятий по снижению потерь в электрических сетях и (или) вводу оборудования в эксплуатацию.

10. Заказчик на протяжении всего срока инструктажа вправе осуществлять контроль проведения Энергосервисной компанией (либо привлеченными Энергосервисной компанией субподрядчиками) инструктажа персонала Заказчика.

11. Энергосервисная компания по окончании инструктажа предоставляет Заказчику копии **Журнала инструктажа** и **Протокола инструктажа кандидатов**, которые фиксируют и подтверждают прохождение инструктажа каждым из кандидатов. К эксплуатации, обслуживанию, ремонту и (или) диагностированию неисправностей оборудования допускаются сотрудники Заказчика, прошедшие в установленном настоящим Регламентом порядке инструктаж и о которых имеется соответствующая отметка в **Журнале инструктажа** и **Протоколе инструктажа кандидатов**.

  
 Колодей Л.Г. /  
 « 14 » *августа* 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

  
 Охотин В.Г. /  
 « 14 » *августа* 2020 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**на**

«Создание системы учета розничного рынка электроэнергии с удаленным сбором данных на границах балансовой принадлежности электрических сетей Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», на условиях заключения энергосервисного договора (контракта), направленного на снижение потерь электрической энергии»

### Условные обозначения и сокращения

**АРМ** - автоматизированное рабочее место;  
**АВР** – автоматический ввод резерва;  
**АСТУ** - автоматизированные системы технологического управления;  
**ВЛ** - воздушная линия;  
**ВЩУ** – выносной щит учета электроэнергии;  
**КЛ** - кабельная линия;  
**ЗИП** - запасные части, инструменты, принадлежности;  
**ИВК** - информационно - вычислительный комплекс;  
**ИВК ВУ** - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК «Пирамида-сети» или существующий в филиале ИВК, выбранный в качестве целевого до запуска в промышленную эксплуатацию ИВК «Пирамида-сети»);  
**ИВКЭ** - информационно - вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, концентратор и т.п.);  
**ИИК** - измерительно-информационный комплекс точки учёта;  
**МРСК** - межрегиональная распределительная сетевая компания;  
**МЭК** - международная электротехническая комиссия;  
**ПД** – проектная документация (включая рабочую документацию);  
**ПМИ** - программа и методика испытаний;  
**ПО** - программное обеспечение;  
**ППО** - предпроектное обследование;  
**РД** - рабочая документация;  
**ТЗ** - техническое задание;  
**ТН** - трансформатор напряжения;  
**ТТ** - трансформатор тока;  
**УСПД** - устройства сбора и передачи данных.  
**Com** - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределённых компонентов;  
**DCom** - распределённая **Com** технология;  
**Fieldbus** - промышленная сеть передачи данных;  
**GSM** - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;  
**GPRS** - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;  
**PLC** - коммуникация, построенная на линиях электропередачи;  
**RS-485** - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;  
**SMS** - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;  
**SMTP** - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;  
**SNMP** - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;  
**TCP/IP** - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

## **1. Общие сведения**

### **1.1. Наименование**

Создание системы учета розничного рынка электроэнергии с удаленным сбором данных на границах балансовой принадлежности электрических сетей Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в объеме 18 229 точек учета, на условиях заключения энергосервисного договора (контракта) направленного на снижение потерь электрической энергии.

### **1.2. Назначение**

Своевременное и надежное обеспечение участников розничного рынка электроэнергии достоверной информацией о величине фактически отпущенной/принятой электроэнергии и мощности. Организация системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных (далее – системы учета электроэнергии) на границе балансовой принадлежности на объектах филиала с потребителями, в том числе для построения балансов электрической энергии и мониторинга режимов потребления.

### **1.3. Основание для проведения работ**

- Программа развития интеллектуального учета электроэнергии Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» разработанная согласно распоряжению ПАО «Россети» №177р от 02.04.2019.

### **1.4. Сроки начала и окончания работ**

- Срок начала оказания услуг: не позднее 30 рабочих дней с даты заключения Договора;

- Срок окончания оказания услуг: декабрь 2027 г.

### **1.5. Ценовые показатели:**

- предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных определена энергосервисным договором (контрактом).

- в стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

### **1.6. Источник финансирования**

- экономия от снижения потерь электроэнергии при внедрении системы учета розничного рынка электроэнергии с удаленным сбором данных на границах балансовой принадлежности электрических сетей Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», при ее передаче в распределительных электрических сетях 6-10/0,4 кВ на условиях заключения энергосервисного договора (контракта).

### **1.7. Технические характеристики оборудования**

- Технические характеристики приборов учета должны соответствовать СТО 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), характеристики УСПД должны соответствовать СТО 34.01-5.1-010-2019 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), технические характеристики шкафов учета в соответствии с разделом 4 данного технического задания.

К установке допускается оборудование, аттестованное в соответствии с Методикой ПАО «Россети» проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе, утвержденной Правлением ПАО «Россети» (протокол от 31.03.2014 №225пр/2).

### **1.8. Объекты**

- Установка систем учета электроэнергии производится на объектах, приведенных в Приложении 1.

## 2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 1 квартала 2019 года, приборы учета электроэнергии должны иметь дату поверки не более 6 месяцев на дату установки.

2.2. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2.3. Состав оборудования шкафов учета и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а также при составлении спецификации оборудования и работ. Компоновка шкафов учета должны соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии.

2.4. Используемые маршрутизаторы (концентраторы, УСПД), приборы учета электроэнергии, выносные дисплеи должны интегрироваться в существующий информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК ВУ) «Пирамида-Сети».

## 3. Состав и содержание работ

Система учета электроэнергии должна создаваться на уровне Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» как система с централизованным управлением. В состав системы учета электроэнергии, состоящей из ИВК ВУ в ЦСОД филиала или исполнительного аппарата ПАО «МРСК Северо-Запада», должны быть интегрированы:

- ИИК, включающие трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, а также приборы учёта электрической энергии коммерческого и технического учета электрической энергии;

- ИВКЭ, обеспечивающий доступ, диагностику, сбор и обработку информации от ИИК. В состав ИВКЭ должны входить: УСПД и/или контроллеры, обеспечивающие доступ к информации по учету электроэнергии на уровне ИИК, технические средства приема-передачи данных (оборудование локальных вычислительных сетей, кабельная инфраструктура), система обеспечения единого времени (СОЕВ), АРМ. Допускается создание систем учета электроэнергии без уровня ИВКЭ при соответствующем обосновании в проектной документации.

- Система обеспечения единого времени (СОЕВ).

Организация учета электроэнергии должна обеспечивать возможность формирования балансов электроэнергии по секциям шин каждого класса напряжения фидеров 6-10/0,4 кВ и ПС и в целом по ПС, включая обходные и секционные выключатели.

При организации учета электроэнергии необходимо предусмотреть установку/замену приборов учета электроэнергии и измерительных трансформаторов на отходящих присоединениях и вводах силовых трансформаторов каждого класса напряжения (в случае их несоответствия СТО ПАО «Россети»). Для объектов 0,4 кВ ТП 6-10 кВ допускается установка приборов учета электроэнергии на вводах силовых трансформаторов при наличии экономического обоснования. Вновь вводимые точки учёта должны быть интегрированы в ИВК ВУ.

Все работы выполняются силами подрядной организации, при этом ПАО «МРСК Северо-Запада» (далее – Заказчик) обеспечивает предоставление документов для проведения предпроектного обследования (п. 4.4.).

При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего встроенного программного обеспечения, должно учитываться возможное наличие ограничений со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц на применение программных или программно-аппаратных средств на всей территории Российской Федерации (п.31 Приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»).

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии, условиями договора подряда.

### **3.1. Проведение проектно-изыскательских работ**

Проектно-изыскательские работы (далее – ПИР) представляют собой комплекс работ по проведению инженерных изысканий, разработке технико-экономических обоснований строительства, подготовке проектов, рабочей документации, составлению сметной документации для осуществления строительства системы учета электроэнергии с удаленным сбором. В связи с особенностями функционирования систем учета электроэнергии с удаленным сбором данных, изыскательские работы, представляющие собой комплекс технических и экономических исследований района строительства, проводятся в форме предпроектного обследования. По результатам предпроектного обследования составляется отчет предпроектного обследования (ППО), который должен быть согласован с Заказчиком и удовлетворять требованиям, указанным в п.4.4.

Этап разработки технико-экономических обоснований строительства системы учета электроэнергии выполняется Заказчиком. Проектирование должно быть выполнено в соответствии с требованиями действующих нормативных и отраслевых директивных и методических документов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, а так же исполнения информационно-измерительных систем учета, в том числе Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», «Правил учета электрической энергии», утвержденных Минтопэнерго РФ 19.09.1996, Минстроем РФ 26.09.1996, ПУЭ и ПТЭ. На стадии проектирования должно быть выполнено структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком, и разработаны следующие документы:

- Проектная документация;
- Рабочая документация;
- Эксплуатационная документация;
- Программа и методика испытаний (ПМИ).

Допускается одноэтапное проектирование с разработкой технорабочего проекта.

Проектная документация на организацию/модернизацию системы учета электроэнергии (далее – ПД), должна включать технические решения, описание комплекса технических средств, схемы, чертежи и сметные расчеты, обеспечивающие привязку типовых технических решений к конкретному объекту и необходимые для монтажа и наладки системы учета, согласование ПД и эксплуатационной документации с Заказчиком. В сметах необходимо предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию системы учета и поставку ЗИП 2-3% );

На данном этапе также должно быть выполнено:

- согласование совместно с Заказчиком планов-графиков производства работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.) при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (ВРУ многоквартирных домов, частные домовладения, и т.д.);
- разработка и согласование с Заказчиком планов-графиков производства работ и технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пуско-наладочным работам и сдачи в промышленную эксплуатацию готовых объектов.

В составе эксплуатационной документации предусмотреть разработку:

- регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации,

- регламента действий персонала по восстановлению информации и штатного функционирования объектов информационной инфраструктуры системы учета электроэнергии в случае возникновения нештатных ситуаций в результате которых нарушено и (или) прекращено функционирование объектов информационной инфраструктуры

- регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры при выводе его из эксплуатации

### ***3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:***

- комплектация, поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;

- в соответствии с ПД выполнение монтажа средств измерений (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы), оборудования передачи данных, присоединение кабелей резервного питания и интерфейсных кабелей;

- прокладка необходимых вторичных цепей;

- оформление паспортов-протоколов для приборов учета, присоединяемых через измерительные трансформаторы тока и напряжения, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до приборов учета;

- испытание смонтированных технических средств.

### ***3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:***

- определение соответствия технических характеристик смонтированного оборудования техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;

- регулировку, настройку отдельных видов оборудования, входящих в состав технологических систем, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями их взаимосвязанной работы;

- обеспечение каналов связи для передачи данных;

- комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия;

- выполнение пусконаладочных работ, интеграция вновь установленного оборудования системы учета в целевой информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК ВУ) филиала на серверных мощностях, предоставленных Заказчиком, при необходимости учесть затраты на предоставление дополнительных лицензий по согласованию с Заказчиком;

- обеспечение автоматического сбора данных с существующих на фидерах 6-10/0,4 кВ и подстанции точек учета;

- оформление акта приема-передачи демонтированного оборудования и замене (приемке, обследовании) установленного оборудования коммерческого учета электрической энергии, а также актов допуска установленных приборов учета в эксплуатацию с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);

- пробный пуск оборудования с проверкой готовности и наладкой работы оборудования в комплекте с ИВК ВУ, перевод оборудования на работу под управлением ИВК ВУ;

- оформление актов выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ;

Персонал, выполняющий пусконаладочные работы, должен представить сертификаты о прохождении обучения у организации - изготовителя ИВК ВУ.

- представление Заказчику приёмосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком.

Подрядчик предоставляет фото фиксацию смонтированных технических средств на объектах Заказчика с привязкой к геоинформационной системе указанной Заказчиком (при ее наличии), фотографии должны быть формата JPEG с указанием даты и места.

### **3.4. Предварительные испытания:**

- Проверка настроек приборов учета.
- Проверка доступа с уровня ИВК ВУ для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии.
- Проверка функционирования системы учета электроэнергии в соответствии с методикой испытаний.
- Оформление результатов испытаний.
- Оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

### **3.5. Опытная эксплуатация:**

- Перед вводом в опытную / промышленную эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры предусмотреть проведение оценки соответствия реализованных организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности установленным требованиям в форме испытаний, которые проводятся субъектами информационной инфраструктуры самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на деятельность в области защиты информации.
- Комплекс работ в рамках проведения опытной эксплуатации (фиксируемых в журнале опытной эксплуатации).
- Анализ результатов опытной эксплуатации.
- Устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования.
- Оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

### **3.6. Приемочные испытания систем учета:**

- Анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях.
- Оформление акта о приемке системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией по каждому объекту отдельно.
- Разработка методики измерений на созданную систему.

## **4. Требования к системе учета электрической энергии**

### **4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии**

- Технические средства создаваемой системы учета электроэнергии должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы;
- Система учета должна обеспечить:
  - представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей): на уровень ИВК ВУ и соответствующий АРМ;
  - управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
  - вычисление баланса электроэнергии в ИВК ВУ по фидерам 6-10/0,4 кВ и подстанциям в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам всех классов напряжения, секциям шин с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;
  - удаленный доступ к приборам учёта и УСПД/контроллерам со стороны ЦСОД исполнительного аппарата ПАО «МРСК Северо-Запада» на базе ИВК «Пирамида-сети»;



- сохранность информации при возникновении любых нештатных ситуаций, а также при авариях;

- после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии системы

- для распределительных устройств 10 кВ и выше с обходной системой шин при отсутствии трансформаторов тока в линии (за линейным разъединителем) должны быть разработаны решения по обеспечению автоматизированной фиксации перевода линии на обходной выключатель (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей), с отражением в МИ расчета количества электроэнергии через присоединение

- все оборудование создаваемой системы учета должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения.

- ИВК ВУ должен иметь возможность взаимодействия с АСТУ по данным приборов учета, установленных на присоединениях ТП и РП 6 - 20 кВ. Обмен оперативной информацией с вышестоящими уровнями управления (с ЦУС) должен осуществляться с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850.

- Допускается применение протоколов передачи данных МЭК 60870-5-104 при невозможности вышестоящего уровня управления осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850, при этом должна быть предусмотрена техническая возможность перепрошивки и оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ЦУС) без дополнительных затрат для Заказчика и без необходимости замены основного и вспомогательного оборудования.

- программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК и ИВКЭ системы учета должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

- Смонтированное оборудование (ИИК/ИВКЭ) должно быть интегрировано в целевой ИВК ВУ «Пирамида-Сети» Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»;

- система учета должна осуществлять следующие функции:

- учет электрической энергии;
- контроль параметров качества электрической энергии;
- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- телесигнализацию.

- система должна производить автоматический сбор и хранение их в базе данных в течение 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации;

- должно обеспечиваться ведение системы единого времени с погрешностью не более  $\pm 5$  секунд в сутки.

#### **4.2 Требования к местам установки приборов учета**

Необходимо предусмотреть установку на входящие и отходящие присоединения подстанций 6-10 кВ и выше приборов учета электроэнергии, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.

#### **4.3. Требования к ИИК**

По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета, или на DIN-рейку, или на опору – в соответствии с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации учета электроэнергии. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Для определения требований к приборам учета электроэнергии руководствоваться СТО 34.01-5.1-009-2019 «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам) (Приложение № 9).

При организации учета электроэнергии на ПС/ТП/РУ/КТП обязательно наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации.

#### **4.3.1. Требования к вторичным цепям**

Прибор учёта должен быть подключен к ТТ и ТН отдельным контрольным кабелем, с резервной жилой, защищенным от короткого замыкания (для ТН). При этом подключение кабеля к прибору учёта трансформаторного включения должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около прибора учёта. Допускается применение единой электрической цепи для подключения приборов учёта к одному трансформатору напряжения при условии обеспечения защиты всей цепи от несанкционированного доступа

Подключение токовых обмоток приборов учёта к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока выполнять отдельно от цепей релейной защиты и автоматики

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ расчетного и технического учета должны быть не менее 2,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

При подключении приборов учета не допускается применение скруток и паяк во вторичных цепях.

Встроенные ТТ и ТН должны иметь возможность проведения периодической метрологической поверки.

Для учета необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН соответствующих классов точности

Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается

Выводы вторичных обмоток измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа (установка пломб)

Для вторичных цепей расчетного и технического учета учета цифровых ТТ, ТН применимы вышеуказанные требования со следующим уточнением:

- вторичные цепи цифровых ТТ, ТН расчетного и технического учета должны быть выполнены контрольным экранированным кабелем с необходимым количеством жил, сечение соединительных проводов должно быть не менее 0,6 кв. мм для меди,

- допускается совместное использование цифровых выходов ТТ и ТН, используемых для учета, с приборами измерений, а также использование совмещенных приборов учета и измерений, при выполнении требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений.

#### **4.3.2. Требования к трансформаторам тока.**

- Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001 (2015).
- Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий функционирования объекта измерений;
  - Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.
  - Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 лет.
  - Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.
  - Трансформаторы устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.
  - По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-96.
  - Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ должна находиться в диапазоне, обеспечивающим соответствующий класс точности согласно требований ГОСТ, или в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем.
  - Цифровые трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока».
  - Цифровые выходы ТТ должны соответствовать МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»
  -

#### **4.3.3. Требования к трансформаторам напряжения.**

- Измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 (2015) «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учёта электрической электроэнергии встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН должны иметь возможность периодической метрологической поверки.
- Конструкция клеммных зажимов трансформаторов напряжения должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.
- Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

- Межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен составлять не менее 8 лет.
- Цифровые трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения».
- Цифровые выходы ТТ должны соответствовать МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»

#### **4.3.4. Требования к системе организации единого времени**

- СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать автоматическую синхронизацию времени в системе при проведении измерений количества электроэнергии с точностью.
- Приемник сигналов точного времени должен подключаться к системе по цифровому интерфейсу.
- В СОЕВ должны входить все средства синхронизации и измерения времени (приборы учёта электроэнергии, контроллеры, приёмник сигналов точного времени), которые используются при синхронизации времени, и учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между ними.

#### **4.3.5. Требования к ВЩУ**

ВЩУ (выносной щит учета) предназначен для применения в качестве конструкции выносной системы учёта электроэнергии, устанавливаемого на опорах ВЛ 0,4кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВЩУ должны соответствовать требованиям экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта. По безопасности эксплуатации ВЩУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ Р 51628-2000, ГОСТ Р 51321.1-2000.

Комплектация креплений ВЩУ должна предусматривать возможность установки шкафов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие бандажной ленты, крепёжных планок, дин-рейки, дюбелей и т.д.).

В состав ВЩУ входят:

- приборы учета электроэнергии непосредственного или трансформаторного включения;
- рубильник (выключатель) до прибора учета, выбранный в соответствии с проектной документацией;
- автоматический выключатель нагрузки, установленный после прибора учета;
- испытательная клеммная коробка (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения);

Конструкция щита должна предусматривать возможность:

- визуального снятия показаний прибора учёта без отпираания дверцы (наличие прозрачного окна);
- воздействовать на автоматический выключатель, расположенный после прибора учёта электроэнергии, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до прибора учёта электроэнергии;
- установки однофазного или трехфазного прибора учёта в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку.

Для исключения, несанкционированного доступа, на корпусе ВЩУ должно быть предусмотрено место для опломбирования.

ВЩУ должен иметь степень защиты IP – 54 в следующих местах сопряжения:

- по периметру примыкания дверцы к корпусу щита;

- в местах ввода – вывода кабелей;
- в местах крепления монтажных скоб на задней стенке щита;
- в конструкции замка;
- ВЩУ должен быть укомплектован гермовводами в количестве не менее 2 шт.;
- ВЩУ на фасаде должен иметь информацию о собственнике.

Дверца шкафа устанавливается на петлях, при открытии должна быть неотделимой от корпуса, смотровое окно несъёмное, крышка коммутационной аппаратуры поворотной - откидная.

Средний срок службы ВЩУ не менее - 15 лет.

Гарантийный срок хранения и эксплуатации ВЩУ не менее - 60 месяцев

#### **4.4. Требования к проведению предпроектного обследования**

В результате выполнения ППО представителям сетевой организации представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц, копии оригиналов документов, собранных в результате обследования исполнителем энергосервисного договора и пояснительная записка по ППО. Первичная информация (акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, акты технологического присоединения, однолинейные схемы трансформаторных подстанций и линий электропередач) должна быть предоставлена сетевой организацией. По результатам предпроектного обследования Исполнителю необходимо сформировать отчет о предпроектном обследовании, в котором должны содержаться данные:

- актуальная схема сети Заказчика и перечень точек поставки потребителей, сформированных по результатам натурного обхода сети в соответствии с требованиями Стандарта Заказчика СТО-01.Б6.05-2018 (порядок управления технологическими схемами электроустановок) по оформлению документации (Приложения 3 и 8).

При проведении обследования необходимо собрать следующую техническую документацию (копии документов должны быть получены от сетевой организации или изготовлены ею до начала проведения ППО):

1. Полное название сетевого района, почтовый адрес, телефон и факс приёмной, адрес электронной почты;

2. Адресных списков точек поставки с привязкой потребителей к ТП 6-10 кВ (линии 0,4 кВ), включая наименование и адрес объектов прочих собственников объектов электросетевого хозяйства, присоединенных к обследуемым объектам сетевой организации (ВРУ, ВРЩ, ГРЩ, ТП, РП);

3. Планы (существующей компоновки) помещений подстанций и распределительных пунктов;

4. Акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности по каждому объекту, документов о технологическом присоединении;

5. Действующих актов проверки-замены приборов учета и актов ввода в эксплуатацию с потребителями;

6. Однолинейные схемы трансформаторных подстанций и линий электропередач, перечня установленных приборов учета, а также измерительных ТТ ТН (далее – первичная документация).

7. Перечень оборудования, с помощью которого организуются существующие каналы связи на объекте;

8. Паспорта-протоколы ИИК по каждому объекту (при их наличии в сетевой организации);

9. Существующие схемы подключения приборов учета, в т.ч. к измерительным трансформаторам;

10. Однолинейные схемы сети 6-20 кВ обследуемой сети;

11. Однолинейные схемы ВРУ (ВРЩ, ГРЩ), запитанных от обследуемых подстанций (при наличии в сетевой организации).

12. Планы (компоновки) помещений ВРУ (ВРЩ, ГРЩ) запитанных от обследуемых подстанций;

13. Заводские паспорта на все типы используемого оборудования и средств измерений (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, приборы учета и т.п.) (при наличии);

14. Документы, подтверждающие наличие государственной поверки на все типы используемого оборудования и средств измерений (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, приборы учета и иные средства измерений, подлежащие государственной поверке) (при отсутствии - восстановить).

15. Однолинейные электрические схемы 0,4 кВ, на которых обозначены точки учета сетевой организации и потребителей электроэнергии. На схемах должны быть указаны:

- типы силовых трансформаторов;
- состояния выключателей и разъединителей для нормального режима;
- полные (без сокращений) наименования отходящих присоединений;
- границы раздела балансовой принадлежности (пунктиром);
- типы точек учета: КУ (коммерческий учет) или ТУ (технический учет).

16. Планы помещений, которые используются или предполагаются для размещения оборудования с указанием существующих кабельных трасс, каналов, лотков, размещения существующего оборудования, ячеек, панелей собственных нужд, а также размера помещений для каждого объекта;

17. Данные по нагрузкам на присоединениях в дни проведения контрольных замеров (при наличии);

18. Перечень и характеристики силовых трансформаторов на каждом объекте;

19. Перечни оборудования связи на объектах (если таковое имеется) и схемы размещения его на объектах и схемы его подключения от источников питания (основного и резервного).

#### **4.5. Требования к ИВКЭ**

При наличии в проектной документации уровня ИВКЭ, он организуется с использованием УСПД, который выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Для определения требований к основным техническим характеристикам УСПД руководствоваться СТО 34.01-5.1-010-2019 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

В части телесигнализации ИВКЭ осуществляет информирование в следующих случаях (при необходимости):

- открытие-закрытие дверей РУ НН и ВН;
- срабатывания контакторной станции, АВР;
- сигнализация о задымлении помещения;

В сетях напряжением 0,4-20 кВ ИВКЭ должны обеспечивать управляемость сети посредством управления коммутационным аппаратом (при наличии соответствующей технической возможности в коммутационном аппарате).

УСПД должно иметь сертификат об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными, позволяющие использование стандарта СПОДЭС. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Возможность параметрирования ИВКЭ осуществляется посредством ввода пароля, при этом в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

#### **4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования**

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии.

При установке системы учёта (приложение 4) потребителям индивидуальной застройки:

- прибор учета электрической энергии подлежит установке в отдельном запирающемся шкафу наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96;

- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), прибор учета подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения таким образом, позволяющим его идентификацию без подъема персонала на опору;

- в шкафу перед прибором учета, допускается установка реле контроля напряжения для защиты прибора учета и внутридомовой сети от перенапряжений (при этом после РКН предусмотреть автомат с независимым расцепителем);<sup>4</sup>

- комплектация шкафа должна включать размыкатель до прибора учета и опционально - автоматический выключатель после прибора учета. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить (при необходимости) визуальный съем контрольных показаний с прибора учета, просмотр всех индикаций и других параметров отображающихся на дисплее прибора учета;

- внутридомовую сеть к прибору учета прямого включения подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам прибора учета в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;

- при установке приборов учета со встроенным дисплеем должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на изолированный (кабельный);

- при наличии ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру при наличии технической возможности;

- ПД может быть предусмотрена установка выносного шкафа учета на опоре, на высоте не менее 1,7м;

- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

При установке систем учета (приложение 5) в электрощитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

- прибор учета электрической энергии прямого включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

- приборы учета трансформаторного включения в комплекте с трансформаторами тока размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено ТРП;

- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;

- схему шкафа учёта и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

<sup>4</sup> При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.

- монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

При установке систем учета электроэнергии, средств автоматизации и связи (приложение 6) на ПС/ТП/РУ/КТП:

- трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;
- приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;
- приборы учета трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;
- типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых приборов учета;
- В РУ-0,4 кВ КТП 6-10/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования.

По окончании монтажных работ Подрядчик составляет и передает Заказчику монтажные таблицы по форме приложений № 4, 5, 6 к данному техническому заданию для использования их при выполнении пусконаладочных работ.

#### **4.7. Требования к каналам связи**

- при удаленном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД;
- должна обеспечиваться передача данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с временной задержкой, не превышающей 12 часов.
- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;
- передача информации от ИБКЭ до центра сбора информации может осуществляться по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандарте GPRS/LTE/UMTS; по каналам проводной связи в стандарте TCP/IP;
- технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 1200 бит/с;
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи сети GSM для передачи данных с приборов учета, модем должен обеспечивать в базовом режиме работу по протоколу GPRS/LTE/UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по протоколу GPRS/LTE/UMTS в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи сети GSM;
- при использовании для передачи данных от приборов учета радиоканала в нелицензируемом диапазоне радиочастот (RF) модем должен обеспечивать работу в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и автоматическом изменении конфигурации сети; ручное задание маршрутов передачи данных от приборов учета до УСПД/промконтроллера запрещено;

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.



#### **4.8. Требования к надёжности и безопасности**

Комплекс технических средств системы учета с автоматизированным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Система учета электроэнергии должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;

Все элементы системы учета должны быть защищены:

- от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры;
- от помех и искажений при передаче информации;
- от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры;
- от несанкционированного доступа.

Программные средства должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго фиксированы.

#### **4.9. Метрологические и другие требования к оборудованию**

Средства измерения входящие в состав системы учета электроэнергии должны иметь:

- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
- паспорта (формуляры) на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

#### **4.10. Требования к электромагнитной совместимости**

- устройства системы учета должны удовлетворять требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

#### **4.11. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению**

- оборудование системы учета электроэнергии должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета электроэнергии должно производиться путем замены неисправных модулей из состава ЗИП, с последующим ремонтом за счет средств Подрядчика, вышедших из строя модулей в период гарантийного срока. Состав и количество модулей в ЗИП определяется ТРП;
- технические средства системы учета электроэнергии должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств системы учета электроэнергии должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

#### **4.12. Требования к документированию**

- рабочую документацию разработать в соответствии с ГОСТ 21.1101-2013,

ГОСТ 21.613-2014, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНиП, государственных норм и правил, действующих на территории РФ;

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ Минтруда и соцзащиты РФ от 24 июля 2013 года N 328н);
- ПУЭ (действующее издание);
- ПТЭ (действующее издание);
- СНиП 12-03-2001 "Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве";
- СНиП 12-04-2002 "Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство", СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».
- оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;
- рабочую и эксплуатационную документацию представить в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на CD или DVD/текстовую и графическую части представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате "Гранд Смета", позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Все бумажные экземпляры смет должны быть сброшюрованы. Согласования предоставить в оригиналах;
- представить исполнительную документацию в 2-х экземплярах в следующем объеме:
  - ведомость объемов работ;
  - ведомость материалов;
  - ведомость оборудования;
  - обзорные чертежи.
- сметная документация составляется в базисном уровне цен на 01.01.2000г, в соответствии с Методикой по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004, утвержденных Постановлением Госстроя России от 05.03.2004 г.;
- сметную документацию разработать на основе ТЕР-2001г. по Архангельской области и в текущих ценах. Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2001 г. и текущем, сложившемся ко времени составления смет. Индексы перерасчета смет в текущие цены согласовать с Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада»;

#### **4.13. Требования к эксплуатационной документации**

Эксплуатационная документация на системы учета электроэнергии должна содержать следующую информацию:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- схема подключения прибора учета электроэнергии и трансформаторов тока;
- паспорта-протоколы;
- паспорта на оборудование системы учета электроэнергии;
- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.
- руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;

- технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих системы учета элементов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым элементом системы учета законченной технологической функции;

- инструкция по эксплуатации, определяющая последовательность действий персонала при выводе в проверку и вводе в работу компонентов системы с указанием способов и мест отсоединения цепей, методы и действия персонала по контролю и поддержанию эксплуатационного состояния системы, а также и при выполнении аварийно-восстановительных мероприятий;

- акты выполненных работ по проверке, замене, установке ПУ;

- акты установки и отчет об установке номерных пломб на средства измерений

#### **4.14. Требования по эргономике и технической эстетике**

- рабочее место оператора АРМ системы учета электроэнергии должно быть организовано в помещении с комфортными условиями;

- прочие эргономические требования системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

#### **4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа**

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

4.15.1. При создании системы учета электроэнергии должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- необходимость и целесообразность защиты каждой из компонентов Системы;
- условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;

- разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

4.15.2. Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

- идентификацию пользователей;
- передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;
- контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

- При совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений должны быть выполнены требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений для соблюдения защиты информации от несанкционированного доступа.

#### **4.16. Требования к патентной чистоте**

Патентная чистота системы учета электроэнергии должна обеспечиваться в отношении России.

#### **4.17. Требования к информационному обмену между уровнями системы**

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми компонентами систем учета электроэнергии предъявляются следующие требования:

- поддержка протокола обмена данными с приборов учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС;

- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850

(при необходимости МЭК 60870-5-104), Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);

- обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;
- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).
- Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений (в т.ч. виртуальных) определяются соответствующими действующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

#### **4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации**

Начало опытной эксплуатации устанавливается после подписания актов о завершении пусконаладочных работ и 24 часов непрерывной работы системы учета электроэнергии в условиях работающего основного электротехнического оборудования подстанции.

Продолжительность опытной эксплуатации должна определяться по срокам, необходимым для проверки правильности функционирования системы учета при выполнении каждой автоматизированной функции и готовности персонала к участию в выполнении всех автоматизированных функций, и составлять не менее 1 месяца.

В случае подтверждения двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика фактов внешнего воздействия на приборы учета (УСПД), повлекших нарушение критериев опытной эксплуатации, Заказчик организует взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на систему учета электроэнергии, при этом опытная эксплуатация приостанавливается на срок, необходимый Подрядчику для устранения последствий несанкционированного воздействия. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения суммарных тридцати дней успешного функционирования системы учета,

В случае конструктивной неисправности приборов учета (УСПД), которые не подтверждаются двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика, Подрядчик организует взаимодействие с производителями оборудования, при этом опытная эксплуатация останавливается. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования системы учета.,

Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны заноситься сведения:

- о продолжительности функционирования;
- о результатах наблюдения за правильностью функционирования системы учета в целом, его компонентов (функций);
- об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;
- об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

По результатам опытной эксплуатации должен быть составлен акт о завершении опытной эксплуатации и допуске системы учета к приемочным испытаниям для ввода в промышленную эксплуатацию.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации на ИВК ВУ с 100% приборов учета (недельный опрос, месячный опрос). Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам:

- автоматический еженедельный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический ежемесячный сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов;
- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета и УСПД - не более 5% случаев неудачных опросов за неделю;
- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в систему учета с удаленным сбором данных - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- формирование еженедельных балансов электроэнергии по объекту с погрешностью, не превышающую допустимую для данного объекта (в соответствии с РД 34.09.101-94);
- сформированная в ИВК ВУ схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту;
- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);
- устойчивая работа элементов автоматизированной системы – максимально допустимое кол-во отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы – не более 5% от общего количества узлов входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;
- количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 5%;
- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов без учета времени доставки ЗИП);
- количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика – не более 5% в первый месяц опытной эксплуатации;
- количество нарушений при формировании структуры энергообъектов и системы классификации в ИВК ВУ - не более 1 случая в день;
- количество сбоев СОЕВ - не более 5% за период опытной эксплуатации;
- количество нарушений в подсистеме сбора данных энергопотребления - не более 5% за период опытной эксплуатации;
- сформированные в ИВК ВУ балансовые группы (выполняется Заказчиком);
- сформированная в ИВК ВУ база атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающая всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учёта и УСПД.

## **5. Требования по стандартизации и унификации**

Система учета создается в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов:

- О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и(или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. №442.
- ГОСТ 1983-2001 (2015) «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;
- ГОСТ 7746-2001 (2015) «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока»
- ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения»
- ГОСТ 34.201-89 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы»
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»
- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»
- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»
- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»
- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.563–2009. ГСИ. «Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с Изменением №1)»;
- Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

## **6. Гарантийные обязательства**

6.1. Гарантии качества распространяются на все оборудование системы учета электроэнергии, ее конструктивные элементы, выполненные работы и ЗИП.

6.2. Гарантийный срок нормальной эксплуатации системы учета объекта (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов), работ и ЗИП устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки законченного строительством объекта по форме приложения 10, к настоящему техническому заданию.

6.3. Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета и ЗИП устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами акта приёмки законченного строительством объекта по форме приложения 10, к настоящему техническому заданию.

6.4. Если в период гарантийного срока обнаружатся дефекты, то Подрядчик обязан их устранить за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Подрядчик должен:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (Десяти) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Подрядчик обязан направить своего представителя не позднее 10 (десяти) дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

## **7. Особые условия**

Работы по модернизации системы учета электроэнергии будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (Приказ Министерства труда и социальной защиты от 24.07.2013 г. № 328 н) по утвержденному Карельским филиалом ПАО "МРСК Северо-Запада» графику производства работ.

## **8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:**

- Начальник управления реализации услуг и учета электроэнергии, энергосбережения и повышения энергоэффективности Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Штуберт Александр Юрьевич, тел. (8142) 79-18-01.
- Начальник отдела эксплуатации систем учёта электроэнергии, энергосбережения и повышения энергоэффективности Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Калита Ирина Леонидовна, тел. (8142) 79-18-19.

## **9. Приложения**

Приложение № 1. Перечень объектов, отобранных в проект по созданию систем расчетного учета электроэнергии с удаленным сбором данных на

условиях заключения энергосервисного договора (контракта) Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2019 и последующие годы.

Приложение № 2. Технические характеристики шкафов учета.

Приложение № 3. Пример выполнения поопорной схемы сети 0,4 кВ.

Приложение №3.1. Реестр точек поставки потребителей (приложение к поопорной схеме)

Приложение № 4. Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки.

Приложение № 5 Организация систем учета на вводах многоквартирных домов

Приложение № 6 Организация систем учета на ПС, ТП, РУ, КТП.

Приложение № 7 Описание требований к заполнению форм монтажных таблиц.


Приложение № 8. Формат монтажной ведомости по установке приборов учета электроэнергии.

Приложение № 9. Распоряжение № 43 от 01.02.2019 ПАО «Российские сети» «Об утверждении стандарта» (СТО 34.01-5.1-009-2019).

Приложение № 10. Форма акта приемки законченного строительства.

  
Колодей Л.Г. /  
 « 17 » марта 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

  
Охотин В.Г. /  
 «    »    2020 г.



**Приложение 1 к Техническому заданию**

**Перечень объектов, отобранных в проект по созданию систем расчетного учета электроэнергии  
с удаленным сбором данных на условиях заключения энергосервисного договора (контракта)  
Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» на 2019 и последующие годы**

Техническая площадка						Количество точек учета				Сверхнормативные (коммерческие) потери 2018 года	Затраты на создание ИИК (организацию автоматизир ованного учета электроэнер гии)	Экономия от сокращения сверхнормати вных потерь в год (коммерчески х потерь (КП))	Цена договора	Точки поставки без приборов учета (светильни ки уличного освещения , светофоры , рекламные щиты и т.д.)	Инфор мация об охвате учётом
№ пп	Наименование				код группы закольц ованны х ЛЭП 6(10) кВ	Всего	по классу напряжения, кВ								
	ПО	РЭС	ПС	ЛЭП 6(10) кВ			6 (10)	0,4	0,2						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	тыс. кВт*ч	тыс. рублей без НДС	тыс. рублей без НДС	тыс. рублей без НДС	точек	
1	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-10П "Половина"	Л-10П-1 в лин.		55	1	36	18	29 337	1 634	60 473		0	100%
2	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-1 в лин.		62	1	16	45		1 523			0	100%
3	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-2 в лин.		95	0	7	88		1 536			0	100%
4	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-10		336	2	60	274		6 348			0	100%
5	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-14		65	2	56	7		2 385			0	100%
6	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-6		61	0	23	38		1 430			0	100%
7	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-8		273	1	82	190		5 585			0	100%

8	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спаская Губа"	ф-13		100	0	32	68
9	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спаская Губа"	ф-18		82	4	44	34
10	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-3 в лин.		4	0	4	0
11	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-6 в лин.		72	0	33	39
12	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-11 в лин.		500	0	86	414
13	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-12 в лин.		15	0	1	14
14	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-13 в лин.		165	0	24	141
15	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.6 в линию		226	0	26	200
16	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.7 в линию		0	0	0	0
17	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-1 в лин.		9	0	1	8
18	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-5 в лин.		301	9	119	173
19	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-1 в лин.		373	2	247	124
20	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-2 в лин.		434	0	124	310
21	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-4 в лин.		92	8	64	20
22	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-10 в лин.		13	1	12	0
23	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	ф-13		12	2	7	3
24	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-1 в лин.		372	4	37	331
25	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-7 в лин.		152	4	75	73

	1 959		0	100%
	3 236		0	100%
	246		0	100%
	1 682		0	100%
	8 711		0	100%
	288		0	100%
	3 006		0	100%
	3 776		2	100%
	0		0	100%
	204		0	100%
	9 633		0	100%
	9 589		0	100%
	8 146		0	100%
	5 009		0	100%
	632		0	100%
	873		0	100%
	7 232		0	100%
	5 137		0	100%

26	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-3 в лин.		26	0	24	2
27	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-4 в лин.		456	0	124	332
28	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-5 в лин.		29	0	20	9
29	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-6 в лин.		156	0	34	122
30	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-10 в лин.		222	0	66	156
31	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-11 в лин.		874	0	186	688
32	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-9 в лин.		59	0	26	33
33	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика а"	ф.5 птицефабрика		6	0	6	0
34	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика а"	ф.7 птицефабрика		0	0	0	0
35	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика а"	ф.10 птицефабрик		13	3	10	0
36	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика а"	ф.11 птицефабрик		8	0	8	0
37	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика а"	ф.12 птицефабрик		23	4	17	2
38	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-1 б-ца		19	1	18	0
39	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-11 поселок		282	1	91	190
40	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-14 тар.цех		139	1	64	74
41	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-9 б-ца		124	1	3	120
42	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошнозеро"	Л-8п-1 в лин.		149	0	26	123
43	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошнозеро"	Л-8п-4 в лин.		179	0	26	153



44	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошнозеро"	Л-8п-9 в лин.		172	0	31	141
45	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-0		3	1	2	0
46	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-1		54	8	35	11
47	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-4		131	1	77	53
48	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-5		4	1	3	0
49	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-7		695	3	202	490
50	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-10		20	1	17	2
51	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-12		4	1	3	0
52	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-13		34	2	30	2
53	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-1 РП- КИМС		460	12	158	290
54	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-2-6		78	6	53	19
55	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-4-6		127	4	23	100
56	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ГЭС-1 Кондопожская	ф-1-1		544	0	222	322
57	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-12		424	0	91	333
58	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-17		76	0	20	56
59	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-18		6	0	6	0
60	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-6		249	0	88	161
61	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-16		440	0	183	257

3 253
274
3 706
2 807
366
12 985
710
298
1 890
12 986
3 776
3 302
11 474
8 046
1 454
498
4 661
9 397

0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%
2	100%
0	100%
0	100%
0	100%
0	100%

62	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-15		605	0	181	424
63	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-5		140	0	52	88
64	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-7		11	0	10	1
65	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-17		2	0	2	0
66	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-3		309	0	114	195
67	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-7		279	0	42	237
68	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-8		19	0	17	2
69	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-19		174	0	42	132
70	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-18		23	0	22	1
71	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-12		99	0	13	86
72	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-28		35	0	9	26
73	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-29		7	0	4	3
74	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-23		6	0	5	1
75	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-22		188	0	70	118
76	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-13		1 880	0	230	1 650
77	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-11		75	1	13	61
78	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-8		528	2	102	424
79	ЮК ЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-9		10	3	7	0





80	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-1		438	4	57	377		7 825			0	100%
81	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-10		9	5	4	0		614			0	100%
82	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-6		705	6	109	590		12 445			0	100%
83	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-7		132	7	36	89		3 219			0	100%
84	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-5П Маньга	Л-5П-1		198	8	40	150		4 194			0	100%
85	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-3		9	8	1	0		747			0	100%
86	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-4		340	8	132	200		6 691			0	100%
87	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-16		266	8	75	183		5 286			0	100%
<b>Итого РЭС-1:</b>						<b>16 641</b>	<b>152</b>	<b>4 598</b>	<b>#### #</b>	<b>29 337</b>	<b>346 127</b>	<b>60 473</b>		<b>4</b>	
88	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-41 "Олонец"	Ф-26 в линию		16	1	102	113	134	654	276		31	100%
89	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-13П "Видлица"	Л-13П-9 в лин.		216	0	14	2	390	4 612	804			100%
<b>Итого РЭС-2:</b>						<b>232</b>	<b>1</b>	<b>116</b>	<b>115</b>	<b>524</b>	<b>5 266</b>	<b>1 080</b>		<b>31</b>	
90	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	ПС-78 "Великая Губа"	ф.2 Кижы в лин.		84	1	9	74	378	1 713	779		3	100%
91	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-19 Л-19-16		6	1	5	0	72	513	149		0	100%
92	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-43П Л-43П-5		10	4	6	0	920	1 476	1 896		0	100%
<b>Итого РЭС-3:</b>						<b>100</b>	<b>6</b>	<b>20</b>	<b>74</b>	<b>1 370</b>	<b>3 702</b>	<b>2 823</b>		<b>3</b>	
93	ЮКЭС	Пудожский РЭС (РЭС-4)	ПС-36 "Пудож"	36-16_36-15	ЮКЭС27	70	2	63	5	1 496	2 518	3 085		0	100%
<b>Итого РЭС-4:</b>						<b>70</b>	<b>2</b>	<b>63</b>	<b>5</b>	<b>1 496</b>	<b>2 518</b>	<b>3 085</b>		<b>0</b>	
94	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-17С "Салми"	Л-17-06_Л-44-06	ЗКЭС42	13	2	5	6	248	588	511		0	100%
95	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-38С Хямьякоски	Л-38с-11 в лин._Л-40с-11 в лин.	ЗКЭС40	104	0	18	86	386	1 908	796		0	100%

96	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-26 "Ляскеля"	Л-26-97 в линию		18	0	14	4	170	687	349		0	100%
<b>Итого РЭС-4:</b>						<b>135</b>	<b>2</b>	<b>37</b>	<b>96</b>	<b>804</b>	<b>3 183</b>	<b>1 656</b>		<b>0</b>	
96	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	Л-10с-12 в лин. Л-10с-14 в лин.	ЗКЭС24	99	0	10	89	277	1 653	571		6	
97	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-4С "Леванпельта"	Л-04-05 Морфизприб. Л-04-01 Морфизприб.	ЗКЭС30	36	0	27	9	973	1 221	2 005		0	
98	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-15С "Труд"	Л-15с-02 в лин.		73	0	7	66	126	1 092	259		0	100%
99	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-48С "Ихала"	Л-48с-04 в лин.		173	0	39	134	599	3 539	1 235		0	100%
100	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	Л-10с-15 в лин.		2	0	2	0	46	119	95		0	100%
101	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-11С "Чкалово"	Л-11-07 ЗКЭС		79	1	37	41	488	2 270	1 007		0	100%
<b>Итого РЭС-3:</b>						<b>462</b>	<b>1</b>	<b>122</b>	<b>339</b>	<b>2 509</b>	<b>9 894</b>	<b>5 173</b>		<b>6</b>	
101	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-1С "Сортавала"	Л-01-85 в лин.		1	0	1	0	4	27	9		0	100%
102	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-27 "Сортавала"	Л-27-64 в лин.		1	0	1	0	102	92	210		0	100%
<b>Итого РЭС-1:</b>						<b>2</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>106</b>	<b>119</b>	<b>219</b>		<b>0</b>	
102	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-20С Поросозеро	Л-29-72 в лин. Л-20-62 в линию	ЗКЭС18	166	2	33	131	715	3 534	1 474		0	
103	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-29 Поросозеро	Л-29-70 в лин.		5	0	1	4	30	148	61		0	100%
104	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-35 Найстеньярви	Л-35-20 в лин.		1	0	1	0	351	92	724		0	100%
<b>Итого РЭС-2:</b>						<b>172</b>	<b>2</b>	<b>35</b>	<b>135</b>	<b>1 095</b>	<b>3 774</b>	<b>2 258</b>		<b>0</b>	
105	СЭС	Беломорский РЭС	ПС-16К "БЛДК"	Л-16к-01 в лин.		69	1	14	54	493	1 572	1 017		0	100%
106	СЭС	Беломорский РЭС	ГЭС-5 "Выгостровка я"	Л-02-06		61	0	13	48	369	1 197	761		0	100%
<b>Итого Беломорский РЭС:</b>						<b>130</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>102</b>	<b>863</b>	<b>2 769</b>	<b>1 778</b>		<b>0</b>	
107	СЭС	Выгский РЭС	ПС-9 "Ругозеро"	Ф-14 в линию		11	0	8	3	41	248	84		0	100%
108	СЭС	Выгский РЭС	ПС-32К "Муезерка"	ВЛ-32-08 в лин.		3	0	3	0	137	86	282		0	100%
<b>Итого Выгский РЭС:</b>						<b>14</b>	<b>0</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>177</b>	<b>334</b>	<b>365</b>		<b>0</b>	
109	СЭС	Кемский РЭС	ГЭС-3 "Маткожненск ая"	Л-08-06		12	1	10	1	135	644	279		0	100%

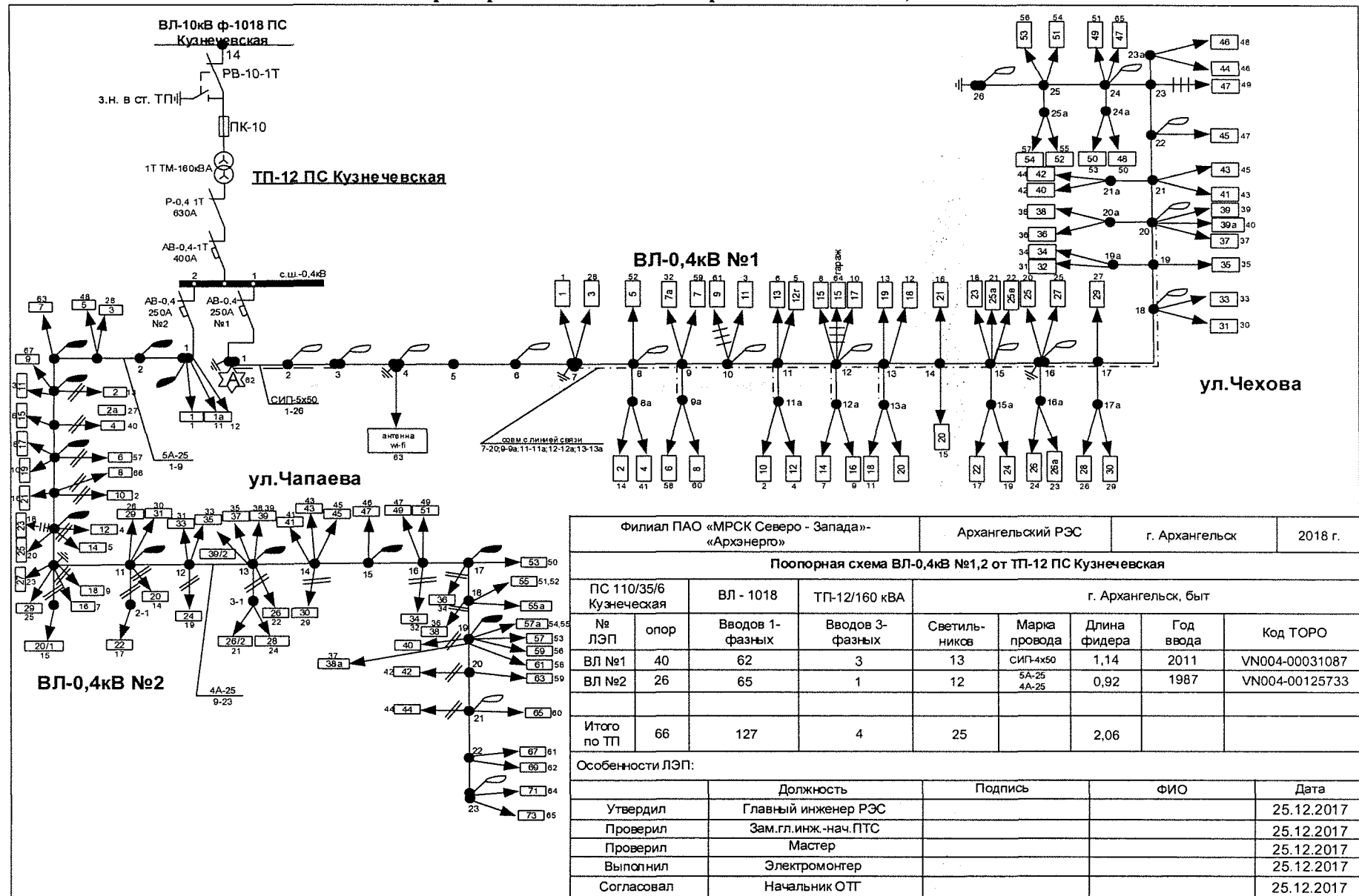
<b>Итого Кемский РЭС:</b>						<b>12</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>135</b>	<b>644</b>	<b>279</b>		<b>0</b>	
11 0	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-47 "Лоухи" РЖД	Л-47-03_Л-47-02	СЭС4	253	8	97	148	1 779	7 726	3 667		3	
11 0	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-48 "Энгозеро"	Л-48-11		4	0	4	0	135	141	278		0	100%
11 1	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-49 "Кузема"	Л-49-10		2	0	2	0	96	65	199		0	100%
<b>Итого Лоухский РЭС:</b>						<b>259</b>	<b>8</b>	<b>103</b>	<b>148</b>	<b>2 010</b>	<b>7 932</b>	<b>4 144</b>		<b>3</b>	
<b>Итого по Карельскому филиалу:</b>						<b>18 229</b>	<b>176</b>	<b>5 144</b>	<b>#### #</b>	<b>40 427</b>	<b>386 262</b>	<b>83 334</b>		<b>47</b>	
<b>Итого ПАО "МРСК Северо-Запада":</b>						<b>18 229</b>	<b>176</b>	<b>5 144</b>	<b>#### #</b>	<b>40 427</b>	<b>386 262</b>	<b>83 334</b>	<b>581 938</b>	<b>47</b>	

<b>Всего</b>	<b>18 229</b>
Технический учёт 6(10) - 220 кВ	<b>79</b>
Технический учёт 0,2 - 0,4 кВ	<b>530</b>
Технический учёт	<b>609</b>
Население	<b>15 391</b>
Ввода в МКД	<b>114</b>
Юридические лица	<b>2 115</b>
Коммерческий учёт	<b>17 620</b>

## Технические характеристики шкафов учета

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
<b>1</b>	<b>Шкаф учета однофазный, шт.</b>	Определить проектом
	Номинальное напряжение, В	220
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Определить проектом
	Номинальный ток, А	Определить проектом
	Степень защиты оболочки	IP 54, {металл, пластик}
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
1.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	2
	номинальный ток {16, 20 А}	Определить проектом
1.2	Прибор учета, шт.	1
1.3	Провод с медной жилой сечением 1х10мм <sup>2</sup> , м	Определить проектом
1.4	Прочее оборудование (монтаж шкафа учета выполнить в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ПАО «МРСК Северо-Запада» по организации интеллектуального учета электроэнергии»)	Определить проектом
<b>2</b>	<b>Шкаф учета трехфазный, шт.</b>	Определить проектом
	Номинальное напряжение, В	380
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Определить проектом
	Номинальный ток, А	Определить проектом
	Степень защиты оболочки	IP 54, (металл, пластик)
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
2.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	4
	номинальный ток 20 А; 32 А; 50А; 80 А;	Определить проектом
2.2	Прибор учета (5-60;10-100) А, шт.	1
2.3	Провод с медной жилой сечением 1х10мм <sup>2</sup> , м	Определить проектом
2.4	Трансформаторы тока (тип, Кт)	Определить проектом
2.5	Прочее оборудование (монтаж шкафа учета выполнить в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ПАО «МРСК Северо-Запада» по организации интеллектуального учета электроэнергии»)	Определить проектом

## Пример выполнения поопорной схемы сети 0,4 кВ



### Реестр точек поставки потребителей из БД АИС "Транспорт электроэнергии" к схеме

---

---

---

[illegible]

[illegible]

## Организация систем учета на вводах многоквартирных домов

[illegible]



## Организация систем учета на ПС, ТП, РУ, КТП

№ п/п	РЭС	Наименовани е ПС, ТП, КТП	Уровень напряжения	Кол-во приборов учета, шт.	Кол-во ТТ, шт.	Кол-во ТН, шт.	Кабельная продукция, м	Оборудование сбора передачи данных	Прочее оборудован ие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		<b>ПС 110 кВ</b>							
1			110						
2			35						
3			20						
4			10						
5			6						
6			0,4						
		<b>ПС 35 кВ</b>							
7			35						
8			20						
9			10						
10			6						
11			0,4						
		<b>ПС/ТП 20 кВ</b>							
12			20						
13			10						
14			6						
15			0,4						
16		<b>ТП/КТП 6-10 кВ</b>							
17			10						
18			6						
19			0,4						
	Итого по ____ РЭС:								
20			110						
21			35						
22			20						
23			10						



**Приложение 7 к Техническому заданию**  
**Описание требований к заполнению форм монтажных таблиц**

Монтажная ведомость представляет собой таблицу, которая содержит информацию о фактически установленном оборудовании.

Требования к заполнению монтажной ведомости прибора учета:

1. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
2. «Наименование РЭС» - РЭС Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в ведении, которого находится объект автоматизации;
3. «Центр питания» - подстанция 110/35/6-20 кВ, от которой запитана трансформаторная ПС;
4. «Фидер 6-20 кВ №» - порядковый номер линии электропередач, отходящей от ПС 110/35/6-20 кВ объекта автоматизации;
5. «Трансформаторная ПС» - подстанция 6-10 кВ, от которой запитана по нормальной схеме ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
6. «Тип трансформаторной ПС» - вариант конструктивного исполнения ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
7. «№ ТП 0,4 кВ» - номер (наименование) присвоенный Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» для ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
8. «Фидер 0,4 №» - порядковый номер линии электропередач, отходящей от ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
9. «Нас. Пункт» - название населенного пункта, в котором установлен ПУ;
10. «Улица» - название улицы населенного пункта, в котором установлен ПУ;
11. «№ дома» - номер дома улицы населенного пункта (или квартиры), в котором установлен ПУ;
12. «ФИО потребителя (наименование юр. Потреб.)» - фамилия имя отчество потребителя - физического лица (наименование потребителя - юридического лица);
13. «Статус» - юридическое или физическое лицо;
14. «Объект учета» - например: физ. лицо, юр. лицо, балансирующий;
15. «Вариант проектного решения» - техническое решение, примененное для организации учета;
16. «Тип прибора учета» - тип ПУ, использованного для организации учета;
17. «Способ передачи данных на ИБК/ИБКЭ» - способ передачи данных: «-»/RS-485/RF/PLC/LPWAN/GPRS... и т.д.
18. «№прибора учета» - серийный номер ПУ, использованного для организации учета;
19. «Дата установки» - день, месяц и год, когда был смонтирован ПУ;
20. «Тип ТТ» - тип ТТ, использованных для организации учета;
21. «№ ТТ фаза А» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы А;
22. «№ ТТ фаза В» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы В;
23. «№ ТТ фаза С» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы С;
24. «Коэф. ТТ» - соотношение номинального значения силы тока первичной обмотки к номинальному значению силы тока вторичной обмотки (рабочий ток);
25. «Дата поверки» - квартал и год поверки ТТ.

Требования к заполнению монтажной ведомости УСПД для ТП:

1. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
2. «Наименование РЭС» - отделение Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», в ведении которого находится объект автоматизации;
3. «Опорная ПС» - подстанция 6-10 кВ, от которой запитана по нормальной схеме ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
4. «Тип центра питания» - вариант конструктивного исполнения ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
5. «№ ТП 0,4 кВ» - номер (наименование), присвоенный Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» для ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;
6. «№ тр-ра» - номер силового трансформатора ТП, к которому подключено УСПД;
7. «Тип УСПД» - Используемая модификация УСПД
8. «Серийный №» - серийный номер установленного УСПД;
9. «Способ передачи данных на ИВК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
10. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.
11. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);
12. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.
13. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Требования к заполнению монтажной ведомости УСПД для ПС, РП:

14. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
15. «Наименование РЭС» - отделение Карельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», в ведении которого находится объект автоматизации;
16. «Опорная ПС» - подстанция/РП 6/10/35/110 кВ, от которой запитана по нормальной схеме ПС/РП объекта автоматизации;
17. «Тип центра питания» - вариант конструктивного исполнения ПЦ, РП объекта автоматизации;
18. «№ ПЦ/РП» - номер (наименование), присвоенный Карельским филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» для ПЦ/РП объекта автоматизации;
19. «№ секции» - номер секции, к которой подключено УСПД (при наличии нескольких секций пишутся обе секции, например: СН1,СН2);
20. «Тип УСПД» - Используемая модификация УСПД
21. «Серийный №» - серийный номер установленного УСПД;
22. «Способ передачи данных на ИВК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
23. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.

24. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);

25. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.

26. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

## Приложение 8 к Техническому заданию

### Формат монтажной ведомости по установке приборов учета электроэнергии

[illegible]

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

---



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ПАО «РОССЕТИ»

---

СТО 34.01-5.1-009-2019

---

**ПРИБОРЫ УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.  
ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

Стандарт организации

Дата введения: \_\_\_\_\_

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

### Сведения о стандарте организации

#### 1 РАЗРАБОТАН

Департаментом реализации услуг ПАО «Россети»

#### 2 ВНЕСЕН

Департаментом реализации услуг ПАО «Россети»

#### 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

распоряжением ПАО «Россети» от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

#### 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или на адрес электронной почты: [nto@rosseti.ru](mailto:nto@rosseti.ru).*

*Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети»*



## Введение

Общие технические требования необходимы для организации проведения аттестации оборудования, материалов и систем и служат главным критерием для оценки возможности применения данного вида электрооборудования на объектах группы компаний «Россети».

Общие технические требования к приборам учёта электроэнергии (далее - ПУ) разработаны с учётом опыта эксплуатации данных устройств, учитывают требования Положения ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено протоколом заседания Совета директоров ПАО «Россети» от 22.02.2017 № 252).

Общие технические требования к ПУ включают:

- общие требования;
- условия эксплуатации;
- номинальные параметры и характеристики;
- требования к электрической прочности изоляции;
- требование к стойкости при коротких замыканиях;
- требования к конструкции и составным частям;
- требования к материалам;
- требования к метрологическим характеристикам;
- требования к электромагнитной совместимости;
- требования по надёжности;
- требования по безопасности;
- требования безопасности и охраны окружающей среды;
- требования к комплектности;
- требования к маркировке;
- требования к упаковке, условиям хранения и транспортирования;
- требования к заводам-изготовителям.

## Область применения

Настоящий стандарт распространяется на ПУ, предназначенные для учёта передаваемой (принимаемой) активной и реактивной энергии и мощности присоединений 0,22 кВ и выше, размещаемые на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и в электроустановках потребителей.

ПУ условно можно разделить на три типа:

- однофазные ПУ с встроенным или выносным дисплеем;
- трёхфазные ПУ непосредственного включения со встроенным или выносным дисплеем (сплит-исполнения);
- трёхфазные ПУ косвенного включения (через измерительные трансформаторы тока и напряжения).

## Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные и национальные стандарты, а также стандарты организаций:

- РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Метрология. Основные термины и определения;
- ГОСТ 2.610-2006 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Правила выполнения эксплуатационных документов;
- ГОСТ 8.216-2011 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- ГОСТ 8.217-2003 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с изменением № 1);
- ГОСТ 721–77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. (с изменениями № 1, 2, 3);
- ГОСТ 1516.3–96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требование к электрической прочности изоляции;
- ГОСТ 9920–89 (СТ СЭВ 6465-88, МЭК 815-86, МЭК 694-80) Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции;
- ГОСТ 14192–96 Маркировка грузов (с изменениями № 1, 2, 3);
- ГОСТ 14254–2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP);
- ГОСТ 15150–69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категория, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с изменениями № 1, 2, 3, 4, 5);
- ГОСТ 18620-86 Изделия электротехнические. Маркировка (с изменением № 1, с поправкой);
- ГОСТ 18685-73 Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения;
- ГОСТ 21128-83 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В. с изменением N 1);
- ГОСТ 23216–78 Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний. (с изменениями № 1, 2, 3);

- ГОСТ 27483-87 (МЭК 695-2-1-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания нагретой проволокой;
- ГОСТ 27484-87 (МЭК 695-2-2-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания горелкой с игольчатым пламенем;
- ГОСТ 27883-88 Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний;
- ГОСТ 27924-88 (МЭК 695-2-3-84) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания на плохой контакт при помощи накаливаемых элементов;
- ГОСТ 28203-89 (МЭК 68-2-6-82) Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2. Испытания. Испытание Fc и руководство: Вибрация (синусоидальная);
- ГОСТ 28213-89 (МЭК 68-2-27-87) Основные методы испытаний на воздействие внешних факторов. Часть 2. Испытания. Испытание Ea и руководство: Одиночный удар;
- ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ 30804.4.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;
- ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счётчики электрической энергии (с поправкой);
- ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2;
- ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
- ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии;
- ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

- ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51317.4.28-2000 (МЭК 61000-4-28-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к изменениям частоты питающего напряжения. Требования и методы испытаний;
- ГОСТ Р 51321.1-2007 (МЭК 60439-1:2004) Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний;
- ГОСТ ИЕС 61000-4-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Части 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне;
- ГОСТ Р 55195-2012<sup>5</sup> Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции;
- ГОСТ Р 56750-2015 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счётчики электрической энергии с аналоговыми входами, подключаемые к маломощным датчикам, используемым в качестве трансформаторов напряжения и тока;
- ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с изменением № 1);
- ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Изделия электротехнические. Общие требования безопасности (с изменениями № 1, 2, 3, 4);
- ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Норма нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний;
- ГОСТ 12.2.091-2012 (ИЕС 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования;
- ГОСТ МЭК 60335-1-2008 Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 1. Общие требования;
- ГОСТ ИЕС 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счётчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными;

---

<sup>5</sup> ГОСТ Р 55195-2012 применяется для ПКУ, разработанного после 01.01.2014.

- ГОСТ 25372-95 (МЭК 387-92) Условные обозначения для счётчиков электрической энергии переменного тока.

**Примечание** – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учётом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учёта данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

## Термины и определения, обозначения и сокращения

### 1.1. Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

№	Термин	Определение
1.	Автоматизированная информационно-измерительная система учёта электроэнергии субъекта	Совокупность функционально объединённых информационно-измерительных комплексов точек учёта, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта
2.	Вторичная цепь трансформатора тока (напряжения)	Внешняя цепь, получающая сигналы измерительной информации от вторичной обмотки трансформатора тока (напряжения)
3.	Данные	Информация со средств измерений, представляемая в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами
4.	Защита информации от несанкционированного доступа	Меры, направленные на предотвращение получения защищаемой информации третьим лицом с нарушением установленных правовыми документами ли собственником (владельцем) информации прав или правил доступа к защищаемой информации, проводимые на техническом (аппаратном) уровне, включая опломбировку разъёмов, функциональных модулей, установку голограмм, аппаратную блокировку и т.п., и (или) на программном уровне, включая установку пароля для доступа
5.	Измерение	Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соотношения (в явном или неявном виде) измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины
6.	Информационно-измерительный комплекс	Конструктивно объединённая или территориально локализованная совокупность прибора учёта электрической энергии, трансформатора тока и трансформатора напряжения (при необходимости) и их линий связи
7.	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки	Совокупность функционально объединённых программных, вычислительных и других технических средств, для решения задач сбора, диагностики и обработки информации по учёту электроэнергии в части зоны измерений, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации

№	Термин	Определение
8.	Интеллектуальная система учёта электроэнергии	Совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удалённого сбора, обработки, передачи показаний приборов учёта электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учёта электрической энергии, удалённое управление ее компонентами, устройствами и приборами учёта электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учёта электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации
9.	Калибровка средств измерений	Совокупность операций, выполняемых по утвержденной, для этого средства измерения методики поверки и в целях подтверждения соответствия средств измерений установленным метрологическим требованиям, с обязательным нанесением клейма калибровки, выдача документа о соответствии/несоответствии средства измерения.
10.	Класс точности	Обобщенная характеристика данного типа средств измерений, как правило, отражающая их уровень точности и выражаемая точностными характеристиками средств измерений. Примечание. Класс точности приборов учета обозначается числом, согласно которому определяются пределы допускаемой погрешности прибора учета (установленные в нормативных документах на счетчики активной и реактивной электрической энергии).»
11.	Коммерческий (расчётный) учёт электроэнергии (мощности)	Расчётным учётом электроэнергии называется учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчёта за нее
12.	Код IP	Система кодификации, применяемая для обозначения степеней защиты, обеспечиваемых оболочкой, от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов, воды, а также для предоставления дополнительной информации, связанной с такой защитой
13.	Метрологическая характеристика средств измерений	Характеристика одного из свойств средства измерений, влияющего на результат измерений и его погрешность Примечания: 1) Метрологические характеристики, устанавливаемые нормативными документами, называют нормируемыми метрологическими характеристиками. 2) Нормируемые метрологические характеристики и их соответствие классам точности для счетчиков электрической энергии установлены в НД (ГОСТ) на счетчики активной/реактивной электрической энергии.



№	Термин	Определение
14.	Поверка средства измерений	Совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений установленным метрологическим требованиям.
15.	Степень защиты	Способ защиты, обеспечиваемый оболочкой от доступа к основным частям, попадания внешних твердых предметов и (или) воды и проверяемый стандартными методами испытаний
16.	Журнал событий	Массив информации, формируемый устройством (прибором учёта), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени
17.	Информационно-вычислительный комплекс	Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора данных от ИВКЭ, диагностики, обработки и хранению информации по учёту электроэнергии по всем точкам поставки субъекта, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны заинтересованных организаций
18.	Условия эксплуатации	Совокупность значений внешних воздействующих факторов, которые во время эксплуатации электрооборудования могут на него влиять
19.	Номинальный параметр	Значение параметра электротехнического изделия, указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчёта отклонений
20.	Сплит-исполнение	Конструктивное исполнение прибора учета с отдельным измерительным блоком и выносным дисплеем
21.	Средство измерений	Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности).
22.	Прибор учёта электрической энергии	Средство измерений, предназначенное для определения количества активной и (или) реактивной электрической энергии, прошедшей через него в данный промежуток времени к месту потребления электроэнергии.
23.	Тип прибора учёта электроэнергии	Термин, используемый для определения конкретной конструкции прибора учёта, имеющей сходные метрологические характеристики и конструктивное подобие элементов, определяющих эти характеристики. Тип прибора учёта электроэнергии может иметь несколько значений номинального тока и номинального напряжения;

## **1.2. Обозначения и сокращения**

АИИС КУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии субъекта;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИИК – информационно-измерительный комплекс;

ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки;

ПАО – публичное акционерное общество;

ПК – персональный компьютер;

ПО – программное обеспечение;

ПУ – прибор учёта электроэнергии;

УСПД – устройство сбора и передачи данных;

ЭД – эксплуатационная документация;

ЭЭ – электроэнергия.

## Общие технические требования к ПУ

### 1.3. Однофазные ПУ электроэнергии

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
<b>ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ ПУ</b>			
1.	<b>ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ</b>		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям <sup>6</sup>	1. ГОСТ 31818.11-12 «Часть 11. Счётчики электрической энергии». 2. ГОСТ 31819.21-12 «Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2». 3. ГОСТ 31819.23-12 «Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии». 4. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».	Требование ПАО «Россети»
1.2.	Свидетельство об утверждении типа средств измерений	Утверждены как тип средства измерений по перечню измеряемых параметров (согласно п.п.2.1, раздела «Функциональные требования» и раздела 4 «Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению, за исключением небаланса токов в фазном и нулевом проводе)	ст.12 ФЗ №102
1.3.	Измерительные блоки должны иметь две цепи тока	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

<sup>6</sup> Для подтверждения соответствия требованиям ГОСТ предъявляются протоколы испытаний в соответствии с приложением 1.1

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
1.4.	Схема включения ПУ	1 фазная 2-х проводная	Требование ПАО «Россети»
1.5.	Энергонезависимая память	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
1.6.	Визуализация индикации работоспособного состояния	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
1.7.	Тарифные зоны, не менее	4-х	Требование ПАО «Россети»
1.8.	Встроенные часы реального времени	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ		
2.1.	Перечень измеряемых параметров:		
2.1.1.	Измеряемые и рассчитываемые в режиме реального времени параметры:	- активной и реактивной электроэнергии	Требование ПАО «Россети»
		- напряжение фазное	
		- ток (пофазно)	
		- ток в нулевом проводе	
		- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина)	
		- соотношение активной и реактивной мощности	
		- частота сети	
		- небаланс токов в фазном и нулевом проводах	
2.1.2	Измерение качества электроэнергии	- положительное и отрицательное отклонение напряжения с погрешностью не хуже класса S по ГОСТ Р 32144-2013	
		- отклонение частоты (с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47,5 до 52,5 Гц)	
2.2.	Фиксация измерений по времени:		
2.2.1.	- профиль нагрузки за 60-ти минутные интервалы времени, глубина хранения не менее	123 суток	Требование ПАО «Россети»
2.2.2.	- активная и реактивная электроэнергия с нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам за сутки, глубина хранения не менее	123 суток	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.2.3.	- формирование профиля нагрузки с программируемым временем интегрирования (для активной и реактивной мощности), в диапазоне	От 1 до 60 мин	Требование ПАО «Россети»
2.3.	Длительность сохранения в памяти ПУ информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее, лет	3	
2.4.	Наличие энергонезависимых часов и календаря, обеспечивающих:	Обязательно	
2.4.1.	- ведение даты и времени;	Обязательно	
2.4.2.	- внешнюю ручную и автоматическую коррекцию (синхронизацию);	Обязательно	
2.4.3.	- возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.5.	Ограничение потребления и мощности	функция по дистанционному ограничению/отключению (включению) нагрузки <b>посредством встроенного реле</b>	
2.6.	Наличие Журнала событий с возможностью хранения не менее 100 событий по каждому журналу, фиксирующего время и даты наступления следующих событий:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.6.1.	- дата и время вскрытия клеммной крышки	Обязательно	
2.6.2.	- дата и время вскрытия корпуса ПУ (оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой)	Обязательно	
2.6.3.	- дата последнего перепрограммирования	Обязательно	
2.6.4.	- воздействие магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), вызывающее недопустимое отклонение метрологических характеристик ПУ, визуализированная индикация	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.5.	- факт связи с ПУ, приведший к изменению данных	Обязательно	
2.6.6.	- отклонение напряжения в измерительных цепях от номинальных значений прибора;	Обязательно	
2.6.7.	- результатов самодиагностики	Обязательно	
2.6.8.	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени	Обязательно	
2.7.	Возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК: - при вскрытии клеммной крышки; - воздействии магнитным полем; - при перепараметрировании; - превышении максимальной мощности; - отклонении от нормированного значения уровня напряжения;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.8.	Наличие автоматической самодиагностики с формированием обобщённого сигнала в Журнале	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	событий о работоспособности: - измерительного блока; - вычислительного блока; - таймера; - блока питания;; - блока памяти (подсчёт контрольной суммы)		
2.9.	Требование к реле отключения		
2.9.1.	Максимальный ток реле при выполнении операции отключения / включения (без приваривания контактов реле)	Не менее $1,1 \cdot I_{\text{макс ПУ}}$	Требование ПАО «Россети»
2.9.2.	Коммутационная износостойкость контактов реле, циклов, не менее	1000	Требование ПАО «Россети»
3.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ</b>		
3.1.	Номинальное напряжение, В	230	Требование ПАО «Россети»
3.2.	Базовый ток $I_6$ , А	5; 10	
3.3.	Максимальный ток $I_{\text{макс}}$ , А	60; 80; 100	
3.4.	Номинальная частота сети, Гц	50	
3.5.	Стартовый ток (чувствительность), не менее	для ПУ класса точности $1,0 \geq 0,004 \cdot I_6$	
3.6.	Потребляемая мощность по цепям напряжения (без учёта устройств связи), не более	2 Вт	Требование ПАО «Россети»
3.7.	Потребляемая мощность по цепям тока, не более, В·А	0,3	
3.8.	Средняя наработка на отказ не менее, часов	150 000	Требование ПАО «Россети»
3.9.	Рекомендуемый срок службы встроенной батареи составляет не менее, лет	16	
3.10.	Срок службы, лет, не менее	20	Требование ПАО «Россети»
3.11.	Гарантийный срок службы, не менее, лет	5	
3.12.	Маркировка ПУ должна соответствовать ГОСТ	Обязательно	ГОСТ 25372, п. 6

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	25372 и ГОСТ 31818.11-12		ГОСТ 31818.11-12, п. 5.10; 5.12
3.13.	Указание в паспорте ПУ токов собственного потребления	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>		
4.1.	Класс точности, по активной/реактивной электроэнергии:		
4.1.1.	- для присоединений к сети 0,22 кВ на объектах потребителей, не хуже	1,0/ 2,0	ГОСТ 31819.21-12 п.8.1 и 8.2; ГОСТ 31819.23-12 п. 8.1 и 8.2
4.2.	Пределы погрешности, вызываемой изменением тока		
4.2.1.	Для ПУ активной и реактивной энергии класса точности 1,0: $0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,1 \cdot I_6$ $0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,5 \%$ $\pm 1,0 \%$	ГОСТ 31819.21-12 п.8.1 ГОСТ 31819.23-12 п.8.1
4.2.2.	Для ПУ реактивной энергии класса точности 2,0: $0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,1 \cdot I_6$ $0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 2,5 \%$ $\pm 2,0 \%$	ГОСТ 31819.23-12 п.8.1
4.3.	Пределы погрешности, вызываемой другими влияющими величинами		
4.3.1	Для ПУ: измерения активной энергии класса точности, не хуже 1,0  измерения реактивной энергии класса точности, не хуже 2,0	Дополнительная погрешность не должна превышать пределов для класса точности 1,0, установленных в табл. 8 п.8.2 ГОСТ 31819.21-12	ГОСТ 31819.21-12 п.8.2
		Дополнительная погрешность не должна превышать пределов для класса точности 2,0, установленных в табл.8 п.8.2 ГОСТ 31819.23-12	ГОСТ 31819.23-12 п.8.2
4.4.	Испытания с целью утверждения типа средств измерений	Предоставляемые документы: свидетельство об утверждении типа, описание типа, методика поверки, акт испытаний с целью утверждения типа	Требование ПАО «Россети»; ГОСТ 31818.11-12 п. 3.7.1
4.5.	ПУ должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства	Предоставляемые документы: протоколы поверки для соответствующих классов точности, аттестат	Требование ПАО «Россети»



№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
		аккредитации на право выполнения работ по поверке с областью аккредитации метрологической службы предприятия-изготовителя или привлекаемой организации.	
4.6.	Межповерочный интервал, не менее, лет	16	Требование ПАО «Россети»
4.7.	Точность хода энергонезависимых часов в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С в рабочем положении должна соответствовать требованиям, не хуже	$\pm 5,0$ с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ, КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ И КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ</b>		
5.1.	Конструкция элементов ПУ должна предусматривать установку пломб сетевой организацией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.2.	На корпус прибора учёта сплит-исполнения должны быть нанесены лазерным принтом или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации, шесть последних цифр серийного номера прибора учета или МАС-адрес шрифтом Arial с высотой символов не менее 30 мм, позволяющие его идентификацию без подъема персонала на опору.	Обязательно для ПУ в сплит-исполнении	Требование ПАО «Россети»
5.3.	Должно быть предусмотрено одно или несколько окон в корпусе ПУ для отображения информации на дисплее, изготовленных из прозрачного материала, удаление которых невозможно без их повреждения и/или без нарушения целостности пломб, а так же допускается применение ПУ, оборудованных удалённым (выносным) дисплеем для отображения информации.	Обязательно	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.10

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
5.4.	Тип корпуса - неразъёмный или разрушаемый при вскрытии или оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой), срабатывающим, в том числе, при отсутствии сетевого питания, с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку/сплит	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.5.	Прозрачная клеммная крышка	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.6.	Информация, выводимая на дисплее ПУ, должна отображаться на русском языке	Обязательно (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее ПУ и общепринятые обозначения)	Требование ПАО «Россети»
5.7.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к изменению: - данных; - параметров настройки; - журнала событий; - загруженных программ	- на программном уровне - установка паролей; - на аппаратном уровне - электронные пломбы корпуса и клеммной крышки (кроме ПУ в неразъёмном или неразрушаемом при вскрытии корпусе), аппаратная блокировка опломбирование (голограмма/пломба)	Требование ПАО «Россети»
5.8.	Наличие встроенного реле отключения	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.9.	Наличие цифровых интерфейсов (любой из): GSM, PLC, RF или другие	Один – обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.10.	Наличие оптического порта (кроме ПУ в сплит-исполнении)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.11.	Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS / COSEM) спецификации ПАО «Россети» СПОДЭС	Обязательно	СТО 34.01-8.1-001-2017
5.12.	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования		
5.13.	Наличие отсека для установки коммуникационного модуля связи с возможностью пломбировки.	Опционально	Требование ПАО «Россети»
5.14.	Предусмотреть возможность монтажа приборов непосредственного включения в сплит-исполнении с использованием прокалывающих зажимов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.15.	Климатические условия применения ПУ (диапазоны температур):		
5.15.1	Конструктивное исполнение по ГОСТ 14254-96	для внутренней установки не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54	Требование ПАО «Россети»
5.15.2	Предельный рабочий диапазон: - ПУ, применяемые внутри помещения - ПУ наружной установки	от -25 до +55 °С от -40 до +70 °С	ГОСТ 31818.11-12 п. 6.1
5.15.3	Предельный диапазон хранения и транспортирования: - ПУ, применяемые внутри помещения - ПУ наружной установки	от -25 до +60 °С от -40 до +70 °С	
5.15.4	- температуры внутри корпуса приборов учета	Опционально	Требование ПАО «Россети»
5.16.	Комплект поставки:		
5.17.	Комплект поставки ПУ электроэнергии: - прибор учета электроэнергии; - удаленный дисплей (для прибора учета сплит-исполнения); - комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601; - методика поверки на партию приборов учета (или	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	в качестве подраздела в составе ЭД), - действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре)), - сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета), - транспортная тара; - батарейки для выносного дисплея (для прибора учета сплит-исполнения).		
6.	Наличие в технической документации на устройство (паспорте или РЭ) информации о совместимости приборов учета с ПО ИВК «Пирамида-сети» (или с УСПД, совместимым с ПО ИВК «Пирамида-сети»)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
7.	Наличие ПУ в свидетельстве об описании типа средств измерений в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведённых в монтажной и/или эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
8.	<b>Требования безопасности</b>	По безопасности эксплуатации ПУ должен удовлетворять требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94. По способу защиты человека от поражения электрическим током ПУ должен соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012 классу защиты II.	ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 12.2.007.0-75
9.	<b>Сертификат соответствия средств связи</b>	Обязательное наличие на модули связи сертификатов о соответствии требованиям Министерства информационных технологий и связи Российской	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
		Федерации по вопросам применения средств связи (для работы в публичных сетях связи)	
10.	<b>Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):</b>		
10.1.	Рабочая полоса частот, МГц	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
10.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	Требование ПАО «Россети»
10.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне – при помощи пароля)	Требование ПАО «Россети»
10.4.	Срок службы, не менее, лет	20	Требование ПАО «Россети»
11.	<b>Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):</b>		
11.1.	Рабочая полоса частот	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
11.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	Требование ПАО «Россети»
11.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне – при помощи пароля)	Требование ПАО «Россети»
11.4.	Наличие выходного соединителя (вилки) для подключения внешней антенны	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.5.	Срок службы, не менее, лет	20	Требование ПАО «Россети»
12.	<b>Требования к заводу-изготовителю</b>		
12.1.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
12.2.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции	Обязательно	
12.3.	Сертификат системы управления и качества ISO 9001	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
12.4.	Наличие участка метрологии (приказ о создании метрологической службы (МС) с указанием подразделения, на которое возлагается функция МС; аттестат аккредитации МС на право выполнения работ по поверке с соответствующей областью аккредитации) или копия действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право выполнения работ по поверке СИ (копия аттестата аккредитации с соответствующей областью аккредитации)	Обязательно	
12.5.	Система подготовки персонала	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
12.6.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещений для изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
9.	<b>Требования к сервисным центрам</b>		
9.1.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1) Разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования; 2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания; 3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референц-лист); 4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации; 5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-	Требование ПАО «Россети»
9.2.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов		
9.3.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта		
9.4.	Наличие достаточного для обеспечения		

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	своевременного (не более 5 суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей	изготовителя; 6) сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей; 7) договор с организацией, осуществляющей сервисное обслуживание (с 01.01.2020)	
9.5.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона		
9.6.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов		
9.7.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 15 лет с даты окончания Гарантийного срока.		
9.8.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более одного месяца.		

Перечень протоколов испытаний

1. Протоколы испытаний в целях утверждения типа средств измерений.
2. Протоколы поверки.
3. Протоколы приемо-сдаточных испытаний ПУ.
4. Протокол испытаний на соответствие параметров ЭМС требованиям ГОСТ 31818.11-2012, СТО 56947007-29.240.044-2010, ГОСТ Р 51317.6.5-2006.
5. Протокол испытаний на воздействие условий окружающей среды (сухое тепло, холод, циклическое испытание на влажное тепло).
6. Протокол испытаний ПУ для наружной установки на стойкость к воздействию солнечного излучения.
7. Протокол испытаний на соответствие требованиям ГОСТ 14254-2015 по степени защиты.
8. Протокол испытаний электрической прочности изоляции ПУ.
9. Протокол испытаний ПУ на подтверждение соответствия требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования, ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».
10. Протокол испытаний образца колодки ПУ на устойчивость к воздействию нагрева и огня.



#### 1.4. Трехфазные ПУ непосредственного включения (для ПУ 0,4 кВ)

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
<b>1.</b>	<b>Общие требования</b>		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям <sup>7</sup>	1. ГОСТ 31818.11-12 «Часть 11. Счётчики электрической энергии». 2. ГОСТ 31819.21-12 «Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2». 3. ГОСТ 31819.23-12 «Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии». 4. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».	Требование ПАО «Россети»
1.2.	Свидетельство об утверждении типа средств измерений (СИ) и описание типа СИ	Утверждены как тип средства измерений по перечню измеряемых параметров (согласно п.п.2.1, 2.2, 2.3 раздела «Функциональные требования» и раздела 4 «Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению» и дополнительным измеряемым параметрам в соответствии с технической документацией)	ст. 12 ФЗ № 102-ФЗ от 26.06.2008. Требование ПАО «Россети»
1.3.	Схема включения ПУ	3-х фазная 4-х проводная схема включения в сети 0,4 кВ	Требование ПАО «Россети»
1.4.	Тип ПУ непосредственного включения	Трёхэлементный	
1.5.	Энергонезависимая память	Обязательно	
1.6.	Встроенные часы реального времени	Обязательно	
1.7.	Ежесуточное тестирование памяти	Обязательно	
1.8.	Визуализация индикации работоспособного	Обязательно	

<sup>7</sup> Для подтверждения соответствия требованиям ГОСТ предъявляются протоколы испытаний в соответствии с приложением 2.1

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	состояния		
1.9.	Тарифные зоны, не менее	4-е	
2.	Функциональные требования		
2.1.	Перечень измеряемых параметров:		
2.1.1	Измеряемые и рассчитываемые в режиме реального времени параметры:	- активная и реактивная электроэнергия в двух направлениях (приём, отдача)	Требование ПАО «Россети» СТО 56947007- 29.200.15.209-2015 п.п.6.5.1, 6.9.3, 6.9.6
		- напряжение фазное	
		- ток (пофазно)	
		- соотношение активной и реактивной мощности суммарно и по каждой фазе	
		- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина)	
		- частота сети	
2.1.2	Измерение основных показателей качества электроэнергии:	- положительное и отрицательное отклонение напряжения по ГОСТ Р 32144-2013»	Требование ПАО «Россети»
		- отклонение частоты (с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47.5 до 52.5 Гц);	
2.2.	Измерение энергии на фиксированных интервалах времени (в том числе запись и хранение результатов измерений):		
2.2.1.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача) за 60-ти минутные интервалы времени, глубина хранения, не менее, суток	123	Требование ПАО «Россети»
2.2.2.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (прием, отдача), за сутки, глубина хранения, не менее, суток	123	
2.2.3.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (прием, отдача), а так же запрограммированных параметров, за прошедший месяц, глубина хранения, не	3	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	менее, лет		
2.2.4.	- формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки непосредственного и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования, в диапазоне, мин	от 1 до 60	Требование ПАО «Россети»
2.3.	Длительность сохранения в памяти ПУ информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее, лет	3	Требование ПАО «Россети»
2.4.	Наличие энергонезависимых часов и календаря, обеспечивающих:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.4.1.	- ведение даты и времени;	Обязательно	
2.4.2.	- внешнюю ручную и автоматическую коррекцию (синхронизацию);	Обязательно	
2.4.3.	- возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время	Обязательно	
2.5.	Ограничение потребления и мощности для ПУ непосредственного включения	функция по дистанционному ограничению/отключению (включению) нагрузки <b>посредством встроенного реле отключения</b>	Требование ПАО «Россети»
2.6.	Наличие Журнала событий с возможностью хранения не менее 100 событий по каждому журналу, фиксирующего время и даты наступления следующих событий:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.1.	- дата и время вскрытия клеммной крышки	Обязательно	
2.6.2.	- дата и время вскрытия корпуса ПУ (оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой)	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
2.6.3.	- дата последнего перепрограммирования	Обязательно	
2.6.4.	- факт связи с ПУ, приведший к изменению данных;	Обязательно	
2.6.5.	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;	Обязательно	
2.6.6.	- показатели качества электроэнергии в соответствии с п.2.1.2	Обязательно	
2.6.7.	- изменение направления перетока мощности	Обязательно	
2.6.8.	- изменения чередования фаз;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.9.	- инициализации ПУ, последнего сброса, число сбросов;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.10	- воздействие магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), вызывающее недопустимое отклонение метрологических характеристик ПУ, визуализированная индикация	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.11	- перерывы питания;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.12	- результатов самодиагностики: · измерительного блока, · вычислительного блока, · таймера, · блока питания, · блока памяти (подсчёт контрольной суммы).	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.6.13	- температуры внутри корпуса приборов учета	Опционально	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
2.7.	Возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК: - при вскрытии клеммной крышки; - воздействии сверхнормативным магнитным полем; - при перепараметрировании - превышении максимальной мощности; - отклонении от нормированного значения уровня напряжения;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.8.	Контроль чередования фаз	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.9.	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.10.	Наличие защиты от несанкционированного доступа		
2.10.1	к изменению: - данных; - параметров настройки; - журнала событий; - загруженных программ	-на программном уровне – установка паролей, -на аппаратном уровне – электронные пломбы корпуса и клеммной крышки (кроме ПУ в неразъемном или разрушаемом при вскрытии корпусе), аппаратная блокировка опломбирование (голограмма/пломба)	Требование ПАО «Россети»
2.11.	Требование к реле отключения		
2.11.1	Максимальный ток реле при выполнении операции отключения / включения (без приваривания контактов реле)	Не менее $1,1 \cdot I_{\text{макс ПУ}}$	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
2.11. 2	Коммутационная износостойкость контактов реле, циклов, не менее	1000	Требование ПАО «Россети»
3.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ</b>		
3.1.	Номинальное напряжение $U_{ном}$ :	3×230/400 В	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.1 табл.1
3.2.	Базовый ток $I_б$ (ПУ непосредственного включения), А	5, 10	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.2, табл.2 Требование ПАО «Россети»
3.3.	Максимальный ток $I_{макс}$ (ПУ непосредственного включения), не менее, А	60, 80, 100	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.2.1 Требование ПАО «Россети»
3.4.	Номинальная частота сети, Гц	50	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.
3.5.	Потребляемая мощность по цепям напряжения на каждую фазу (без учёта модулей связи), не более	2 Вт	ГОСТ 31819.22-12 п. 7.1
3.6.	Потребляемая мощность по цепям тока (без учёта модулей связи), не более, В·А	1,0	ГОСТ 31819.22-12 п. 7.1
3.7.	Начальный запуск ПУ	ПУ должен функционировать не позднее чем через 5 с после того, как к его зажимам будет приложено номинальное напряжение	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.3.1, ГОСТ 31819.22-12 п. 8.3.1, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.3.1
3.8.	Стартовый ток (чувствительность) - для ПУ класса точности 1 по активной и реактивной энергии	ПУ должен начать и продолжать регистрировать показания при значениях тока: $\geq 0,004 \cdot I_б$	ГОСТ 31819.21 п. 8.3.2 ГОСТ 31819.23 п. 8.3.2
3.9.	Постоянная ПУ по измерительным числоимпульсным интерфейсам, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	Постоянная ПУ по измерительным числоимпульсным интерфейсам и показания на дисплее должны соответствовать маркировке на корпусе	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.4
3.10.	Отсутствие самохода (без тока нагрузки)	Обязательно	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.3.2, ГОСТ 31819.22-12 п. 8.3.2, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.3.2

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
3.11.	Испытания на воздействие климатических условий окружающей среды:	- на сухое тепло; - на холод; - на влажное циклическое тепло; - на стойкость к солнечной радиации (для ПУ наружной установки, в течение всего срока службы).	ГОСТ 31818.11-12 п. 6.3.
3.12.	Контроль электрической прочности изоляции импульсным напряжением	Наличие протокола испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.3, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.3 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.3
3.13.	Контроль электрической прочности изоляции напряжением переменного тока	Наличие протокола испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.4 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.4
3.14.	Контроль устойчивости к воздействию нагрева и огня	Наличие протокола испытаний	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.8
3.15.	Контроль материала зажимной платы	Наличие протокола испытаний	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.4.
3.16.	Наличие цифровых интерфейсов:		
3.16.1	Наличие оптического порта (кроме ПУ в сплит-исполнении)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
3.16.2	Интерфейс для обеспечения передачи всех учётных и сервисных данных для ПУ со встроенным дисплеем	RS-485 / PLC / радио-интерфейсы / GPRS	
3.16.3	Дополнительный интерфейс для обеспечения передачи всех учётных и сервисных данных для ПУ со встроенным дисплеем (опция)	RS-485 и/или Ethernet	
3.16.4	Интерфейс для удалённого доступа и параметрирования для ПУ с выносным дисплеем	PLC, и/или радио-интерфейсы, и/или GPRS	
3.16.5	Наличие числоимпульсных измерительных интерфейсов (выходов)	Обязательно, кроме приборов учета сплит-исполнения	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
3.17.	Скорость обмена информацией при связи с ПУ по цифровым интерфейсам:		Требование ПАО «Россети»
	RS-485, не менее, бит/с	9600	
	Ethernet (опция), не менее Мбит/сек	10	
3.18.	Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS / COSEM), спецификация ПАО «Россети» СПОДЭС	Обязательно	СТО 34.01-5.1-006-2017
3.19.	Средняя наработка на отказ не менее, часов	100 000	Требование ПАО «Россети»
3.20.	Рекомендуемый срок службы встроенной батареи, не менее, лет	16	Требование ПАО «Россети»
3.21.	Гарантийный срок службы с даты ввода изделия в эксплуатацию, не менее лет	5	
3.22.	Срок службы, не менее, лет	20	
3.23.	Маркировка ПУ должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12	Обязательно	ГОСТ 25372 п. 6 ГОСТ 31818.11-12 п. 5.10; 5.12
3.24.	Указание в паспорте ПУ токов собственного потребления	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.	<b>Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению</b>		
4.1.	Класс точности, по активной/реактивной электроэнергии		
4.1.1.	- для присоединений к сети 0,4 кВ на объектах сетевых организаций, не хуже	0,5S/1,0	СТО 56947007-29.200.15.209-2015 п.п.6.9.9
4.1.2.	- для присоединений к сети 0,4 кВ на объектах потребителей, не хуже	1,0/2,0	Требование ПАО «Россети»
4.2.	Пределы основной погрешности измерения активной/реактивной электроэнергии, вызываемой изменением тока с симметричными нагрузками		Требование ПАО «Россети»
4.2.1.	Для ПУ класса точности 0,5s/1,0 активной/реактивной электроэнергии		



№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	- пределы погрешности измерения активной электроэнергии	п.8.1 табл.6 ГОСТ 31819.21	ГОСТ 31819.21-2012 п.8.1
	- пределы погрешности измерения реактивной электроэнергии	п.8.1 табл.6 ГОСТ 31819.23	ГОСТ 31819.23-2012 п.8.1
4.3.	Пределы дополнительных погрешностей измерения активной/реактивной электроэнергии, вызываемых влияющими величинами		Требование ПАО «Россети»
4.3.1.	Для ПУ класса точности 0,5S (активной) 1,0 (реактивной) электроэнергии		
	- пределы дополнительных погрешностей измерения активной электроэнергии	п.8.2 табл.8 ГОСТ 31819.21	ГОСТ 31819.21-12 п.8.2
	- пределы дополнительных погрешностей измерения реактивной электроэнергии	п.8.2 табл.6 ГОСТ 31819.23	ГОСТ 31819.23-2012 п.8.2
4.4.	Пределы основной погрешности измерения тока и напряжения		
	- предел основной приведённой погрешности измерения тока, не хуже	± 0,5 %	Требование ПАО «Россети»
	- предел основной приведённой погрешности измерения напряжения, не хуже	± 0,5 %	Требование ПАО «Россети»
4.5.	Пределы погрешностей измерения:		
	- активной, реактивной мощности (пофазно и суммарная величина)	не превышает предела основной погрешности измерения соответствующей активной/ реактивной электроэнергии для соответствующего класса точности	Требование ПАО «Россети»
	- частоты сети, Гц	± 0,05	
4.6.	Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии		
4.6.1.	Положительное и отрицательное отклонение напряжения	СИ должны быть не хуже класса S	ГОСТ 30804.4.30 Требование ПАО «Россети»
4.7.	ПУ должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.8.	Межповерочный интервал, не менее, лет	12	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
4.9.	Точность хода встроенных энергонезависимых часов в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С в рабочем положении (с возможностью внешней синхронизации) должна соответствовать требованиям	$\pm 5,0$ с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	<b>Требования к конструктивному исполнению, климатическим условиям и комплекту поставки</b>		
5.1.	Конструкция элементов ПУ должна предусматривать установку пломб сетевой организацией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.2.	На корпус прибора учёта сплит-исполнения должны быть нанесены лазерным принтом или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации, шесть последних цифр серийного номера прибора учета или MAC-адрес шрифтом Arial с высотой символов не менее 30 мм, позволяющие его идентификацию без подъема персонала на опору.	Обязательно для ПУ в сплит-исполнении	Требование ПАО «Россети»
5.3.	Должно быть предусмотрено одно или несколько окон в корпусе ПУ для отображения информации на дисплее, изготовленных из прозрачного материала, удаление которых невозможно без их повреждения и/или без нарушения целостности пломб, а так же допускается применение ПУ, оборудованных удалённым (выносным) дисплеем для отображения информации	Обязательно	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.3

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
5.4.	Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, ПУ должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удалённым (выносным) дисплеем	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.5.	Тип корпуса – неразъемный или разрушаемый при вскрытии или оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой), срабатывающим, в том числе, при отсутствии сетевого питания, с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку/сплит	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.6.	Прозрачная клеммная крышка	Обязательно	
5.7.	Информация, выводимая на дисплее ПУ, должна отображаться на русском языке	Обязательно (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее ПУ и общепринятые обозначения физических величин)	Требование ПАО «Россети»
5.8.	Климатические условия применения ПУ:		
5.8.1.	Температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале, °С:	от минус 40 до плюс 70	СТО 56947007-29.200.15.209-2015 п.п.6.9.9
5.9.	Защита ПУ от проникновения пыли и воды: - для ПУ, устанавливаемого внутри помещений или в шкафах наружного исполнения - для ПУ наружной установки	IP51  IP54	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.9; ГОСТ 14254-2015 раздел 4-6.
5.10.	Комплект поставки прибора учета электроэнергии: - прибор учета электроэнергии;	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- удаленный дисплей (для прибора учета сплит-исполнения);</li> <li>- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601;</li> <li>- методика поверки на партию приборов учета (или в качестве подраздела в составе ЭД),</li> <li>- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре)),</li> <li>- сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета),</li> <li>- транспортная тара;</li> <li>- батарейки для выносного дисплея (для прибора учета сплит-исполнения).</li> </ul>		
5.11.	Наличие отсека для установки коммуникационного модуля связи с возможностью пломбировки.	Опционально	Требование ПАО «Россети»
5.12.	Предусмотреть возможность монтажа приборов непосредственного включения в сплит-исполнении с использованием прокалывающих зажимов»	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
6.	<b>Требования безопасности</b>	1) по степени защиты от поражения электрическим током приборы должны соответствовать классу защиты не ниже II по ГОСТ 12.2.007.0-75; 2) по безопасности приборы должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012; 3) соответствие «Правилам устройства электроустановок» и «Правилам по охране труда при эксплуатации	ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 12.2.007.0-75

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
		электроустановок».	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
7.	<b>Требование к программной и аппаратной совместимости</b>		
7.1.	Наличие в технической документации на устройство (паспорте или РЭ) информации о совместимости приборов учета с ПО ИВК «Пирамида-сети» (или с УСПД, совместимым с ПО ИВК «Пирамида-сети»)	Обязательно	Требование ПАО «Россети» СТО 56947007- 29.200.15.209-2015 п. 6.1.7
7.2.	Наличие ПУ в свидетельстве об описании типа средств измерений в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в монтажной и/или ЭД, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы	Обязательно	ГОСТ Р 8.596-2002 Требование ПАО «Россети»
8.	<b>Сертификат соответствия средств связи</b>	Обязательное наличие на модули связи сертификатов о соответствии требованиям Министерства информационных технологий и связи Российской Федерации по вопросам применения средств связи (для работы в публичных сетях связи)	Требование ПАО «Россети»
9.	<b>Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):</b>		
9.1.	Рабочая полоса частот, МГц	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
9.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	Требование ПАО «Россети»
9.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне – при помощи пароля)	Требование ПАО «Россети»
9.4.	Срок службы, не менее, лет	20	Требование ПАО «Россети»
10.	<b>Требования к радио интерфейсу с</b>		

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	<b>разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):</b>		
10.1.	Рабочая полоса частот	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
10.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	Требование ПАО «Россети»
10.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне – при помощи пароля)	Требование ПАО «Россети»
10.4.	Наличие выходного соединителя (вилки) для подключения внешней антенны	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
10.5.	Срок службы, не менее, лет	20	Требование ПАО «Россети»
<b>11.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ</b>		
11.1.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.2.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции	Обязательно	
11.3.	Сертификат системы управления качеством	Обязательно	
11.4.	Наличие участка метрологии (приказ о создании МС с указанием подразделения, на которое возлагается функция МС); аттестат аккредитации МС на право выполнения работ по поверке с соответствующей областью аккредитации) или копия действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право выполнения работ по поверке СИ (копия аттестата аккредитации с соответствующей областью аккредитации)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.5.	Система подготовки персонала;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
11.6.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещений для изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
12.	<b>Требования к сервисным центрам</b>		
12.1.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1) разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования; 2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания. 3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референц-лист); 4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации; 5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-изготовителя 6) сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей. 7) договор с организацией, осуществляющей сервисное обслуживание (с 01.01.2020)	Требование ПАО «Россети»
12.2.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов		
12.3.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта		
12.4.	Наличие достаточного для обеспечения своевременного(не более 5 суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей.		
12.5.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.		
12.6.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.		
12.7.	Поставка любых запасных частей, ремонт		



№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	и/или замена любого блока оборудования в течение 15 лет с даты окончания Гарантийного срока.		
12.8.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более одного месяца.		

Перечень протоколов испытаний

1. Протоколы испытаний в целях утверждения типа средств измерений.
2. Протоколы поверки.
3. Протоколы приемо-сдаточных испытаний ПУ.
4. Протокол испытаний на соответствие параметров ЭМС требованиям ГОСТ 31818.11-2012, СТО 56947007-29.240.044-2010, ГОСТ Р 51317.6.5-2006.
5. Протокол испытаний на воздействие условий окружающей среды (сухое тепло, холод, циклическое испытание на влажное тепло).
6. Протокол испытаний ПУ для наружной установки на стойкость к воздействию солнечного излучения.
7. Протокол испытаний на соответствие требованиям ГОСТ 14254-2015 по степени защиты.
8. Протокол испытаний электрической прочности изоляции ПУ.
9. Протокол испытаний ПУ на подтверждение соответствия требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования, ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».
10. Протокол испытаний образца колодки ПУ на устойчивость к воздействию нагрева и огня.

### 4.3 Трехфазные ПУ трансформаторного включения (через измерительные трансформаторы тока и напряжения)

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
<b>ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ ПУ</b>			
1.	<b>ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ</b>		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям <sup>8</sup>	1. ГОСТ 31818.11-12 «Часть 11. Счётчики электрической энергии». 2. ГОСТ 31819.21-12 «Часть 21. Статические счётчики активной энергии классов точности 1 и 2». 3. ГОСТ 31819.22-12 «Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S». 4. ГОСТ 31819.23-12 «Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии». 5. ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».	Требование ПАО «Россети»
1.2.	Свидетельство об утверждении типа средств измерений (СИ) и описание типа СИ	Утверждены как тип средства измерений по перечню измеряемых параметров (согласно п.п.2.1, 2.2, 2.3 раздела «Функциональные требования» и раздела 4 «Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению» и дополнительным измеряемым параметрам в соответствии с технической документацией)	ст.12 ФЗ №102-ФЗ от 26.06.2008. Требование ПАО «Россети»
1.3.	Схема включения ПУ:	3-х фазная 3-х проводная схема включения; 3-х фазная 4-х проводная схема включения	Требование ПАО «Россети»
1.4.	Энергонезависимая память	Обязательно	

<sup>8</sup> Для подтверждения соответствия требованиям ГОСТ предъявляются протоколы испытаний в соответствии с приложением 3.1

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
1.5.	Встроенные часы реального времени	Обязательно	
1.6.	Ежесуточное тестирование памяти	Обязательно	
1.7.	Визуализация индикации работоспособного состояния	Обязательно	
1.8.	Тарифные зоны, не менее	4-е	
2.	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ		
2.1.	Перечень измеряемых параметров		
2.1.1.	Измеряемые и рассчитываемые в режиме реального времени параметры	- активная и реактивная электроэнергия в двух направлениях (прием, отдача)	Требование ПАО «Россети»
		- напряжение фазное	
		- ток (пофазно)	
		- активная, реактивная и полная мощность (пофазно и суммарная величина)	
		- коэффициент мощности (пофазно и суммарная величина)	
		- частота сети	
2.2.	Измерение основных показателей качества электроэнергии:	- положительное и отрицательное отклонение напряжения	
		- отклонение частоты (с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47.5 до 52.5 Гц)	
2.3.	Измерение энергии на фиксированных интервалах времени (в том числе запись и хранение результатов измерений):		
2.3.1.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача) за 60-ти минутные интервалы времени, глубина хранения, не менее, суток	123 суток	Требование ПАО «Россети»
2.3.2.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача), за сутки, глубина хранения, не менее, суток	123 суток	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.3.3.	- для приборов косвенного включения приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача)	– текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев; – текущий год и предыдущие два года (на начало года);	
2.3.4.	- приращения активной и реактивной электроэнергии (приём, отдача), а также запрограммированных параметров, за прошедший месяц, глубина хранения, не менее, лет	3	Требование ПАО «Россети»
2.3.5.	- формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования, в диапазоне, мин	От 1 до 60 мин	Требование ПАО «Россети»
2.4.	Длительность сохранения в памяти ПУ информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключённом питании не менее, лет	3	Требование ПАО «Россети»
2.5.	Наличие энергонезависимых часов и календаря, обеспечивающих:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.5.1.	- ведение даты и времени;	Обязательно	
2.5.2.	- внешнюю ручную и автоматическую коррекцию (синхронизацию);	Обязательно	
2.5.3.	- возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время	Обязательно	
2.6.	Ограничение потребления и мощности через внешнее устройство отключения нагрузки:	функция по дистанционному ограничению /отключение (включению) нагрузки посредством внешней команды по интерфейсной связи	Требование ПАО «Россети»
2.7.	Наличие Журнала событий с возможностью хранения не менее 100 событий по каждому журналу, фиксирующего время и даты наступления следующих событий:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.7.1.	- дата и время вскрытия клеммной крышки;	Обязательно	
2.7.2.	- факт связи с ПУ, приведший к изменению данных;	Обязательно	
2.7.3.	- дата и время вскрытия корпуса ПУ (оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой);	Обязательно	
2.7.4.	- дата последнего перепараметрирования;	Обязательно	
2.7.5.	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;	Обязательно	
2.7.6.	- отклонение напряжения в измерительных цепях от от номинальных значений прибора;	Обязательно	
2.7.7.	- отклонение основных показателей качества электроэнергии, перечисленных в п.2.2;	Обязательно	
2.7.8.	- изменения чередования фаз;	Обязательно	
2.7.9.	- инициализации ПУ, последнего сброса, число сбросов;	Обязательно	
2.7.10.	- пропадание напряжения на присоединении с фиксацией времени пропадания и восстановления	Обязательно	
2.7.11.	- превышение максимальной мощности;	Обязательно	
2.7.12.	- коэффициент несимметрии фазных напряжений	Обязательно	
2.7.13.	- отклонение коэффициента мощности от нормированного значения	Обязательно	
2.7.14.	- получение системных параметров	Обязательно	
2.7.15.	- воздействие сверхнормативного магнитного поля, дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение), вызывающее недопустимое отклонение метрологических	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	характеристик ПУ, визуализация индикации воздействия		
2.7.16.	- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;	Обязательно	
2.7.17.	- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени	Обязательно	
2.7.18.	- перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления;	Обязательно	
2.7.19.	- результатов самодиагностики: · измерительного блока, · вычислительного блока, · таймера, · блока питания,, · блока памяти (подсчёт контрольной суммы)	Обязательно	
2.7.20.	- температуры внутри корпуса ПУ	Опционально	Требование ПАО «Россети»
2.8.	Возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК: - при вскрытии клеммной крышки; - воздействии сверхнормативным магнитным полем; - при перепараметрировании - превышении максимальной мощности; - отклонении от нормированного значения уровня напряжения;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.9.	Контроль чередования фаз	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.10.	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
2.11.	Наличие защиты от несанкционированного доступа		
2.11.1	к изменению: - данных; - параметров настройки; - журнала событий; - загруженных программ	- на программном уровне – установка паролей, - на аппаратном уровне – электронные пломбы корпуса и клеммной крышки (кроме ПУ в неразъемном или разрушаемом при вскрытии корпусе), аппаратная блокировка опломбирование (голограмма/пломба)	Требование ПАО «Россети»
2.12.	Проверка стартового тока (чувствительности)		
2.12.1.	Для ПУ активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S	ПУ должен начать и продолжать регистрировать показания при значениях тока $\geq 0,001 \cdot I_{\text{ном}}$	ГОСТ 31819.22-12 п. 8.3.3
2.12.2.	Для ПУ активной и реактивной энергии класса точности 1,0	ПУ должен начать и продолжать регистрировать показания при значениях тока $\geq 0,002 \cdot I_{\text{ном}}$	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.3.3, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.3.3
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ		
3.1.	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ : - трёхфазный ПУ (включение только через измерительные трансформаторы), В - трёхфазный ПУ (включение через трансформаторы напряжения), В	3×230/400  3×57,7/100	Требование ПАО «Россети»
3.2.	Номинальный ток $I_{\text{ном}}$ – трёхфазный ПУ (включение через трансформатор тока), А	1; 5	Требование ПАО «Россети»
3.3.	Максимальный ток $I_{\text{макс}}$ : -трёхфазный ПУ трансформаторного включения, А	1,2; 1,5; 2,0; 6,0, 7,5, 10	Требование ПАО «Россети»; ГОСТ 31818.11-12 п.4.2.1
3.4.	Номинальная частота сети, Гц	50	ГОСТ 31818.11-12 п.4.3
3.5.	Потребляемая мощность по цепям напряжения: - трёхфазный ПУ (без учёта мощности устройств связи), не более	6 Вт и 30 В·А	Требование ПАО «Россети»
3.6.	Потребляемая мощность по цепям тока: - трёхфазный ПУ, не более, В·А		
3.7.	Скорость обмена информации при связи ПУ по цифровым интерфейсам:		



<b>№ п/п</b>	<b>Технические требования (наименование параметра)</b>	<b>Требуемое значение</b>	<b>Подтверждающий документ</b>
3.7.1.	RS-485, не менее, бит (бод)	9600	Требование ПАО «Россети»
3.8.	Постоянная ПУ по измерительным числоимпульсным интерфейсам, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	Связь между количеством импульсов, формируемых на испытательном выходе, и показанием на дисплее должна соответствовать маркировке на щитке.	ГОСТ 31819.21-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 8.4, ГОСТ 31819.23-12 п. 8.4
3.9.	Испытания на воздействие климатических условий окружающей среды:	- испытание на сухое тепло; - испытание на холод; - циклическое испытание на влажное тепло;	ГОСТ 31818.11-12 п. 6.3
3.10.	Контроль электрической прочности изоляции импульсным напряжением	Наличие документа о проведении испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.3, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.3 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.3
3.11.	Контроль электрической прочности изоляции напряжением переменного тока	Наличие документа о проведении испытаний	ГОСТ 31819.21-12 п. 7.4, ГОСТ 31819.22-12 п. 7.4 ГОСТ 31819.23-12 п. 7.4
3.12.	Контроль устойчивости к воздействию нагрева и огня	Наличие документа о проведении испытания	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.8
3.13.	Контроль материала зажимной платы	Наличие документа о проведении испытания	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.4
3.14.	Средняя наработка на отказ не менее, часов	100 000	СТО 34.01-5.1-002-2014 п. 2.6.1
3.15.	Требуемый срок службы встроенной батареи составляет не менее, лет	16	
3.16.	Срок службы, лет, не менее	20	
3.17.	Гарантийный срок службы, не менее, лет	5	СТО 34.01-5.1-002-2014
3.18.	Маркировка ПУ должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12	Обязательно	ГОСТ 25372 п. 6 ГОСТ 31818.11-12 п. 5.10; 5.12
3.19.	Указание в паспорте ПУ токов собственного потребления	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
4.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ</b>		
4.1.	Класс точности, по активной/реактивной электроэнергии:		
4.1.1.	- для линий и присоединений 110 кВ и выше	Не хуже 0,2S	Требование ПАО «Россети»
4.1.2.	- для линий и присоединений 0,4-35 кВ на объектах сетевых предприятий и потребителей, не хуже	0,2S/0,5 (1,0); 0,5S/1,0	СТО 34.01-5.1-002-2014; ГОСТ 31819.21-12 п.8.1; ГОСТ 31819.22-12 п. 8.1; ГОСТ 31819.23-12 п. 8.1.
4.2.	Пределы погрешности, вызываемой изменением тока с симметричными нагрузками		
4.2.1.	Для ПУ реактивной энергии класса точности 1,0: Трансформаторного включения: $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,5 \%$ $\pm 1,0 \%$	ГОСТ 31819.23-12 п.8.1
4.2.2.	Для с ПУ активной энергии класса точности 0,2S: $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 0,4 \%$ $\pm 0,2 \%$	ГОСТ 31819.22-12 п.8.1
4.2.3.	Для ПУ активной энергии класса точности 0,5S: $0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0 \%$ $\pm 0,5 \%$	ГОСТ 31819.22-12 п.8.1
4.3.	Пределы погрешности, вызываемой другими влияющими величинами		
4.3.1.	Для ПУ активной энергии класса точности 0,2S, 0,5S (0,5)	Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 (8.2), не должна превышать пределов для соответствующего класса точности, установленных в таблице 6 ГОСТ 31819.22-2012 (ГОСТ 31819.11-2012)	ГОСТ 31819.22-12 (ГОСТ 31819.11-2012)

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
4.3.2.	Для ПУ реактивной энергии класса точности 1,0	Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5, не должна превышать пределов для класса точности 1,0, установленных в табл.8. п.8.2 ГОСТ 31819.23-12	ГОСТ 31819.23-12 п.8.2
4.4.	Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии: - положительное и отрицательное отклонение напряжения	СИ должны быть не хуже класса S	ГОСТ 30804.4.30 Требование ПАО «Россети»
4.5.	ПУ должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.6.	Межповерочный интервал, не менее, лет	12	Требование ПАО «Россети»
4.7.	Точность хода встроенных энергонезависимых часов в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60°C в рабочем положении (с возможностью внешней синхронизации) должна соответствовать требованиям	$\pm 5,0$ с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ, КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ И КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ</b>		
5.1.	Конструкция элементов ПУ должна предусматривать установку пломб сетевой организацией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.2.	Должно быть предусмотрено одно или несколько окон в корпусе ПУ для отображения информации на дисплее, изготовленных из прозрачного материала, удаление которых невозможно без их повреждения и/или без нарушения целостности пломб, а так же допускается применение ПУ, оборудованных удалённым (выносным) дисплеем для отображения информации	Обязательно	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.3

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
5.3.	Прозрачная клеммная крышка	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.4.	Информация, выводимая на дисплее ПУ, должна отображаться на русском языке	Обязательно (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее ПУ и общепринятые обозначения физических величин)	Требование ПАО «Россети»
5.5.	Резервное питание ПУ, любое в диапазоне напряжений, В	от 9 до 230	Требование ПАО «Россети»
5.6.	Наличие цифровых интерфейсов:		
5.6.1.	- для косвенного включения - RS-485 и Ethernet	Обязательно с возможностью обмена информацией по двум портам одновременно	Требование ПАО «Россети»
5.6.2.	- для полукосвенного включения RS-485	Обязательно	
5.6.3.	RS-232, радио-интерфейсы, CAN, GPRS	Опционально	
5.7.	Наличие числоимпульсных измерительных интерфейсов (выходов) для поверки ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.8.	Наличие оптического порта	Обязательно	
5.9.	Наличие двух дискретных входов напряжением 24 В	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.10.	Наличие двух дискретных выходов напряжением 24 В	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
5.11.	Протоколы обмена данными по всем цифровым интерфейсам должны соответствовать стандарту IEC 62056 (DLMS / COSEM), спецификация ПАО «Россети» СПОДЭС	Обязательно	СТО 34.01-5.1-006-2017
5.12.	Обеспечение возможности дистанционного считывания по цифровым интерфейсам измерительной информации с метками времени измерения, удалённого доступа и параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
5.13.	Климатические условия применения ПУ (диапазоны температур):		
5.13.1.	Температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале, °С:	от минус 40 до плюс 70	Требование ПАО «Россети»
5.14.	Защита ПУ от проникновения пыли и воды:	для ПУ, применяемых внутри помещений - IP51	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.9; ГОСТ 14254-2015 раздел 4-6.
5.15.	Комплект поставки ПУ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ПУ;</li> <li>- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр));</li> <li>- методика поверки на партию ПУ (или в качестве подраздела в составе ЭД);</li> <li>- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре));</li> <li>- сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа средства измерений на ПУ), транспортная тара</li> </ul>	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601
6.	<b>Требования безопасности</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. По степени защиты от поражения электрическим током приборы должны соответствовать классу защиты не ниже II по ГОСТ 12.2.007.0-75.</li> <li>2. По безопасности приборы должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012.</li> <li>3. Соответствие «Правилам устройства электроустановок» и «Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок».</li> </ol>	ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 12.2.007.0-75
7.	<b>Требование к программной и аппаратной совместимости</b>		
7.2.	Наличие в технической документации на устройство (паспорте или РЭ) информации о совместимости приборов учета с ПО ИВК «Пирамида-сети» (или с УСПД, совместимым с ПО ИВК «Пирамида-сети»)	Обязательно	Требование ПАО «Россети» СТО 56947007-29.200.15.209-2015 п. 6.1.7

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
7.3.	Наличие ПУ в свидетельстве об описании типа средств измерений в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в монтажной и/или эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы	Обязательно	ГОСТ Р 8.596-2002 Требование ПАО «Россети»
8.	<b>Сертификат соответствия средств связи</b>	Обязательное наличие на встраиваемые модули связи сертификатов о соответствии средств связи Министерства информационных технологий и связи Российской Федерации по вопросам применения средств связи (для работы в публичных сетях связи)	Требование ПАО «Россети»
9.	<b>Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):</b>		
9.1.	Рабочая полоса частот, МГц	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
9.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	
9.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне путём установки пароля)	
9.4.	Срок службы, не менее, лет	20	
10.	<b>Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):</b>		
10.1.	Рабочая полоса частот	Любая в не лицензируемом диапазоне	Требование ПАО «Россети»
10.2.	Установка и поддержание обмена данными на скорости, не менее, бит/с	1 200	
10.3.	Наличие защиты от несанкционированного доступа к ПУ через радио интерфейс	Обязательно (на программном уровне путём установки пароля)	
10.4.	Наличие выходного соединителя (вилки) для подключения внешней антенны	Обязательно	
10.5.	Срок службы, не менее, лет	20	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
11.	<b>Требования к заводу-изготовителю</b>		
11.1.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.2.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции	Обязательно	
11.3.	Сертификат системы управления и качества ISO 9001	Обязательно	
11.4.	Наличие участка метрологии (приказ о создании МС с указанием подразделения, на которое возлагается функция МС; аттестат аккредитации МС на право выполнения работ по поверке с соответствующей областью аккредитации) или копия действующего договора с организацией, аккредитованной в установленном порядке на право выполнения работ по поверке СИ (копия аттестата аккредитации с соответствующей областью аккредитации)	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
11.5.	Система подготовки персонала	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
11.6.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещений для изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
12.	<b>Требования к сервисным центрам</b>		
12.1.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1) разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования. 2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания. 3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референц-лист). 4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации. 5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени завода-изготовителя. 6) сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей. 7) договор с организацией, осуществляющей сервисное обслуживание (с 01.01.2020)	Требование ПАО «Россети»
12.2.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов		
12.3.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта		
12.4.	Наличие достаточного для обеспечения своевременного(не более 5 суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей.		
12.5.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона.		
12.6.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.		
12.7.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или		



№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	замена любого блока оборудования в течение 15 лет с даты окончания Гарантийного срока.		
12.8.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку, не более одного месяца.		

### Перечень протоколов испытаний

1. Протоколы испытаний в целях утверждения типа средств измерений.
2. Протоколы поверки.
3. Протоколы приемо-сдаточных испытаний ПУ электрической энергии.
4. Протокол испытаний на соответствие параметров ЭМС требованиям ГОСТ 31818.11-2012, СТО 56947007-29.240.044-2010, ГОСТ Р 51317.6.5-2006.
5. Протокол испытаний на воздействие условий окружающей среды (сухое тепло, холод, циклическое испытание на влажное тепло).
6. Протокол испытаний ПУ для наружной установки на стойкость к воздействию солнечного излучения.
7. Протокол испытаний на соответствие требованиям ГОСТ 14254-2015 по степени защиты.
8. Протокол испытаний электрической прочности изоляции ПУ.
9. Протокол испытаний ПУ на подтверждение соответствия требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования, ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».
10. Протокол испытаний образца колодки ПУ на устойчивость к воздействию нагрева и огня.

## Библиография

- |                         |  |
|-------------------------|--|
| СТО 34.01-23.1-001-2017 | <p>Объем и нормы испытания электрооборудования</p> <p>Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ</p> <p>Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ</p> <p>Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ</p> <p>Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» от 27.12.2010 № 1172</p> <p>Постановление Правительства Российской Федерации «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 № 442</p> <p>Постановление Правительства Российской Федерации «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» от 06.05.2011 № 354</p> <p>Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 № 252)</p> <p>Технический регламент Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» (утверждено решением комиссии Таможенного союза от 16.08.2011 № 768)</p> <p>Распоряжение ПАО «Россети» от 30.05.2017 № 282р</p> |
| СТО 34.01-5.1-001-2014  | <p>Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса автоматизированной системы учёта электроэнергии.</p> <p>Типовые функциональные требования</p>   |
| СТО 34.01-5.1-002-2014  | <p>Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети»</p>  |
| СТО 34.01-5.1-003-2014  | <p>Программное обеспечение вычислительных комплексов по формированию объемов оказанных услуг по передаче электроэнергии. Типовые функциональные требования</p> <p>Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (в ред. Приказа Минтруда России от 14.02.2016 № 74н)</p> <p>Правила устройств электроустановок (ПУЭ)</p>   |
| РД 34.09.101-94         | <p>Типовая инструкция по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с Изменением N 1)</p>   |
| РД 153-34.0-11.209-99   | <p>«Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»</p>  |
| МИ 2999-2011            | <p>Рекомендации. ГСИ. Системы автоматизированные</p>   |

	информационно-измерительные коммерческого учёта электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа
МИ 3000-2018 ГСИ	Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учёта электрической энергии. Типовая методика поверки»
МИ 3022-2006 ГСИ.	Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока
МИ 3023-2006 ГСИ.	Нормализация нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения» АВОД.466364.007МП. Автоматизированные системы коммерческого учёта электрической энергии АСКУЭ-С. Методика поверки. – М., ВНИИМС, 2001 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей. Издание второе, переработанное и дополненное – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979
РД 153-34.0- 11.209-99	Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности
СТО 34.01-3.1- 002-2016	<u>Типовые технические решения</u> подстанций 6-110 кВ
СТО 56947007- 35.240.01.188- 2014	Устройства сбора и передачи данных автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ). Типовые технические требования
СТО 56947007- 35.240.01.023- 2009	Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования в составе закупочной документации
СТО 34.01-6.1- 001-2016	Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования
Приложение 11.1	Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка. Приложение 11.1, утвержденное протоколом заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» от 26.11.2009 № 30/2009
СТО 56947007 - 29.240.044-2010	Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства.
СТО 34.01-5.1- 004-2017	Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учёта электроэнергии и системы учёта электроэнергии с удалённым сбором данных.
СТО 34.01-5.1- 006-2017	организация эксплуатации Счётчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными

Приложение 2  
к распоряжению ПАО «Россети»  
от 01.02.2019 № 43р

---

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»

---



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ПАО «РОССЕТИ»

---

СТО 34.01-5.1-010-2019

---

**УСТРОЙСТВА СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.  
ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

Стандарт организации

Дата введения: \_\_\_\_\_

ПАО «Россети»

## Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

## Сведения о стандарте организации

### 1 РАЗРАБОТАН:

Департаментом реализации услуг ПАО «Россети»

### 2 ВНЕСЕН:

Департаментом реализации услуг ПАО «Россети»

### 3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети» от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

### 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе или по электронной почте по адресу: [nto@rosseti.ru](mailto:nto@rosseti.ru).*

*Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети»*

## 1. Введение

Общие технические требования необходимы для организации проведения закупочных процедур и аттестации оборудования, материалов и систем и служат главным критерием для оценки возможности их применения на объектах группы «Россети».

Общие технические требования к устройствам сбора и передачи электроэнергии (далее – УСПД) разработаны с учётом опыта эксплуатации данных устройств, также учитывают требования Положения ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 22.02.2017 № 252).

Общие технические требования к УСПД включают:

- общие требования;
- условия эксплуатации;
- номинальные параметры и характеристики;
- требования к электрической прочности изоляции;
- требование к стойкости при коротких замыканиях;
- требования к конструкции и составным частям;
- требования к материалам;
- требования к метрологическим характеристикам;
- требования к электромагнитной совместимости;
- требования по надёжности;
- требования по безопасности;
- требования безопасности и охраны окружающей среды;
- требования к комплектности;
- требования к маркировке;
- требования к упаковке, условиям хранения и транспортирования;
- требования к заводам-изготовителям.

## 2. Область применения

Настоящий стандарт распространяется на УСПД, предназначенные для сбора, промежуточного хранения, обработки и передачи данных с приборов учёта передаваемой (принимаемой) активной и реактивной энергии и мощности присоединений 0,22 кВ и выше, размещаемые на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети» и в электроустановках потребителей. УСПД также предоставляет интерфейс доступа к собранной информации.



### 3. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные и национальные стандарты, а также стандарты организаций:

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)

ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категория, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5)

ГОСТ 27483-87 (МЭК 695-2-1-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания нагретой проволокой

ГОСТ 27484-87 (МЭК 695-2-2-80) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания горелкой с игольчатым пламенем

ГОСТ 27924-88 (МЭК 695-2-3-84) Испытания на пожароопасность. Методы испытаний. Испытания на плохой контакт при помощи накаливаемых элементов

ГОСТ 30804.4.2-2013 (МЭК 61000-4-4-2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 51317.4.5-99 (МЭК 61000-4-5-95) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-99) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.11-2013 (ГОСТ Р 51317.4.11-2007, МЭК 61000-4-11-2004).

Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения электропитания.

ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12-95). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебательным затухающим помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.13-2006 (МЭК 61000-4-13:2002). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к искажениям синусоидальности напряжения электропитания, включая передачу сигналов по электрическим сетям. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-99). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к колебательным затухающим помехам. Требования и методы испытаний.

ГОСТ Р 51317.4.17-2000 (МЭК 61000-4-17-99). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к пульсациям напряжения электропитания постоянного тока.

ГОСТ Р 51317.6.5-2006 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний.

ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-12. Методы испытаний и измерений. Испытание на устойчивость к звенящей волне

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением N 1)

ГОСТ 12.2.091-2012 (IEC 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 50648-94 (МЭК 1000-4-8-93) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 50649-94, ГОСТ 30336-95 (МЭК 1000-4-9-93). Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к импульсному магнитному полю. Технические требования и методы испытаний

**Примечание** – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учётом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный

стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учёта данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

## 4. Термины и определения, обозначения и сокращения

### 4.1. Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

№	Термин	Определение
24	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии субъекта	Совокупность функционально объединённых информационно-измерительных комплексов точек учёта, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительных комплексов субъектов и системы единого времени данного субъекта
25	Данные	Информация со средств измерений, представляемая в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами
26	Защита информации от несанкционированного доступа	Меры, направленные на предотвращение получения защищаемой информации третьим лицом с нарушением установленных правовыми документами ли собственником (владельцем) информации прав или правил доступа к защищаемой информации, проводимые на техническом (аппаратном) уровне, включая опломбировку разъёмов, функциональных модулей, установку голограмм, аппаратную блокировку и т.п., и (или) на программном уровне, включая установку пароля для доступа
27	Измерение	Совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соотношения (в явном или неявном виде) измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины
28	Информационно-измерительный комплекс	Конструктивно объединённая или территориально локализованная совокупность прибора учёта электрической энергии, трансформатора тока и трансформатора напряжения (при необходимости) и их линий связи
29	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки	Совокупность функционально объединённых программных, вычислительных и других технических средств, для решения задач сбора, диагностики и обработки информации по учёту электроэнергии в части зоны измерений, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации

№	Термин	Определение
30	Интеллектуальная система учёта электроэнергии	Совокупность функционально объединённых компонентов и устройств, предназначенная для удалённого сбора, обработки, передачи показаний приборов учёта электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учёта электрической энергии, удалённое управление ее компонентами, устройствами и приборами учёта электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учёта электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации
31	Коммерческий (расчётный) учёт электроэнергии (мощности)	Расчётным учётом электроэнергии называется учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчёта за нее
32	Код IP	Система кодификации, применяемая для обозначения степеней защиты, обеспечиваемых оболочкой, от доступа к опасным частям, попадания внешних твердых предметов, воды, а также для предоставления дополнительной информации, связанной с такой защитой
33	Метрологическая характеристика средств измерений	Характеристика одного из свойств средства измерений, влияющего на результат измерений и его погрешность Примечания: 3) Метрологические характеристики, устанавливаемые нормативными документами, называют нормируемыми метрологическими характеристиками, а определяемые экспериментально — действительными метрологическими характеристиками; 4) Нормируемые метрологические характеристики УСПД приводятся в описании типа на конкретный тип УСПД
34	Поверка средства измерений	Совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений установленным метрологическим требованиям
35	Степень защиты	Способ защиты, обеспечиваемый оболочкой от доступа к основным частям, попадания внешних твердых предметов и (или) воды и проверяемый стандартными методами испытаний
36	Журнал событий	Массив информации, формируемый устройством (прибором учёта), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени

№	Термин	Определение
37	Информационно-вычислительный комплекс	Комплекс функционально объединенных программных, вычислительных и других технических средств для решения задач сбора данных от ИВКЭ, диагностики, обработки и хранению информации по учёту электроэнергии по всем точкам поставки субъекта, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации со стороны заинтересованных организаций
38	Условия эксплуатации	Совокупность значений внешних воздействующих факторов, которые во время эксплуатации электрооборудования могут на него влиять
39	Номинальный параметр	Значение параметра электротехнического изделия, указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчёта отклонений
40	Средство измерений	Техническое средство, предназначенное для измерений, имеющее нормированные метрологические характеристики, воспроизводящее и (или) хранящее единицу физической величины, размер которой принимают неизменным (в пределах установленной погрешности)
41	Прибор учёта (счетчик) электрической энергии	Средство измерений, предназначенное для определения количества активной и (или) реактивной электрической энергии, прошедшей через него в данный промежуток времени к месту потребления электроэнергии
42	Тип прибора учёта электроэнергии	Термин, используемый для определения конкретной конструкции прибора учёта, имеющей сходные метрологические характеристики и конструктивное подобие элементов, определяющих эти характеристики. Тип прибора учёта электроэнергии может иметь несколько значений номинального тока и номинального напряжения
43	Точка учёта	Физическая точка на элементе сети, в которой выполняется измерение электрической энергии (или ее части), проходящей по данному элементу.

#### **4.2. Обозначения и сокращения**

АИИС КУЭ – Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии субъекта;  
ИВК – информационно-вычислительный комплекс;  
ИИК – информационно-измерительный комплекс;  
ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки;  
ИСУ – интеллектуальная система учёта электроэнергии;  
ОРЭ – оптовый рынок электроэнергии и мощности;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
ПК – персональный компьютер;  
ПО – программное обеспечение;  
ПУ – прибор учёта электроэнергии;  
РРЭ – розничные рынки электроэнергии и мощности;  
УСПД – устройство сбора и передачи данных;  
ЭД – эксплуатационная документация;  
ЭЭ – электроэнергия.

## 5. Общие технические требования к устройствам сбора и передачи данных для оптового и розничного рынков электроэнергии

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
<b>1.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЁЖНОСТИ</b>			
1.1.	УСПД должно иметь функцию самовосстановления и обеспечивать непрерывный режим работы	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.15.1	
1.2.	Наработка на отказ, ч, не менее	90 000	Требование ПАО «Россети»	
1.3.	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24	Требование ПАО «Россети»	
1.4.	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	1	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
1.5.	Коэффициент готовности	0,99	Требование ПАО «Россети»	
1.6.	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1	Требование ПАО «Россети»	
1.7.	Средний срок службы, лет, не менее	15	Требование ПАО «Россети»	
1.8.	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5	Требование ПАО «Россети»	
<b>1.9.</b>	<b>Требования к питанию</b>			
1.9.1.	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно (при наличии резервного источника питания)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
1.9.2.	- напряжение питания, В	220 (110) ± 20 %	Требование ПАО «Россети»	Для ОРЭ
		220 (110) ± 20 % или 10 – 48	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
1.9.3.	- потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	100	Требование ПАО «Россети»	
<b>2.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ</b>			
2.1.	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)			
2.1.1.	В аппаратной части (доступ к разъемам, функциональным модулям и т.д.) – механическое пломбирование или маркирование	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
2.1.2.	В программно-информационном обеспечении			
2.1.2.1.	- установка паролей при параметрировании	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
2.1.2.2.	- разграничение полномочий пользователей различных	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	



№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	уровней			
2.1.2.3.	- использование ЭЦП - при передаче результатов измерений	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
2.1.2.4.	- возможность кодирования передаваемых данных	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
2.1.2.5.	- безопасность хранения данных и программного обеспечения как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
2.1.2.6.	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.16.3	
2.1.2.7.	- защита от закливания ("watchdog")	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.17.4	
<b>3.</b>	<b>ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ</b>			
3.1.	Обеспечение прямого доступа к приборам учёта со стороны ИВК к ИИК в режиме «прозрачного канала» (в том числе для удалённого изменения конфигурации приборов учёта) без перекоммутации интерфейсных кабелей	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.1	
3.2.	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых ПУ	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.6, 9.7	
3.3.	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.4.	Обеспечение исполнения команды на отключение (включение) потребителей	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	для РРЭ
3.5.	Обеспечение исполнения команды ограничения предельной мощности нагрузки потребителей	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	для РРЭ
3.6.	Сбор информации о состоянии средств <sup>9</sup> и объектов <sup>10</sup> измерений, а также о результатах измерений	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	

<sup>9</sup> Под состоянием средства измерения понимаются следующие параметры:

вкл./выкл. ПУ; состояние реле нагрузки; событие воздействия магнитным полем; событие срабатывания электронной пломбы; состояние дискретных входов; результат самодиагностики; иные события.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.7.	Сбор информации от приборов учёта по основным и резервируемым цифровым интерфейсам	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.8.	<b>Режимы обмена информацией</b>			
3.8.1.	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.8.2.	- спорадически	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.8.3.	- по запросу	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.9.	Автоматический сбор показаний ПУ о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учёта (для оптового рынка – 30 мин, для розничного рынка – 60 мин), не реже	1 раз/сутки	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.	Снятие показаний со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.1.	Двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.10.2.	Поддержка протокола стандарта МЭК 62056 (DLMS / COSEM), спецификация СПОДЭС с ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.10.3.	Поддержка двухстороннего информационного обмена с использованием стандартных открытых протоколов	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.13.10	
3.10.4.	Обеспечение автоматического поиска ПУ и включение в схему опроса (с соответствующим модемом)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.11.	Обеспечение представления результатов измерения, информации о состоянии средств измерения и объектов измерения в АРМ ИВК, в том числе по Web-интерфейсу	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.12.	Наличие встроенного Web-сервера	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для ОРЭ
3.13.	Передача данных всем заинтересованным (смежным) субъектам в формате XML (макеты 80020, 80030, 80040, 80050).	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК

<sup>10</sup> Под состоянием объекта измерения (сетевая подстанция, вводное распределительное устройство, на которых организуется учёт электроэнергии) понимаются данные, полученные по каналам телесигнализации и телеизмерения.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.14.	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСУ ТП:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.14.1.	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.14.2.	- результатов измерения	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.14.3.	- обобщенных сигналов неисправности технических средств	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.14.4.	- поддержка протокола МЭК 60870-5-104	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.5.	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.6.	- исполнение команд телеуправления в том числе и через внешний дополнительный модуль	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.14.7.	- управление коммутационным аппаратом в том числе и через внешний дополнительный модуль	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
3.15.	<b>Проведение коррекции времени</b>			
3.15.1.	- ИИК	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.6	
3.15.2.	- ИВКЭ			
3.16.	Представление результатов измерений смежным субъектам розничных рынков электрической энергии	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.	<b>Формирование учётных показателей</b>			
3.17.1.	Учёт потерь электроэнергии от точки измерений до точки учёта	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.2.	Расчёт учётных показателей (агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений)	Обязательно	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.17.3.	Формирование балансов электрической энергии на заданный период по всем балансовым группам	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.	Обеспечение хранения информации (глубина хранения):	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.3	
3.18.1.	- суточные данные о часовых приращениях электроэнергии, состояний объектов и средств измерений, не менее	90 суток, не менее чем с 1000	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
		ПУ		
		3,5 года	Требование ПАО «Россети»; Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.2.	- электропотребление <sup>11</sup> за месяц по каждому каналу и по группам, не менее	35 суток не менее чем с 1000 ПУ	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	
		3,5 года	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.3.	- результаты измерения при отсутствии питания, не менее	3,5 года	Требование ПАО «Россети»	
3.19.	Поддерживаемые ПУ, их количество и протоколы обмена должны быть указаны в ЭД	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.20.	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств GPS/ГЛОНАСС)	Обязательно	Требование ПАО «Россети» Методические рекомендации Минэнерго России, п.9.7	
3.21.	Наличии индикации у УСПД, сообщающий о состоянии УСПД (в работе, на связи, индикации наличия данных)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.	<b>Ведение Журнала событий с регистрацией времени и даты следующих фактов:</b>			
3.22.1.	- наличие факта параметрирования	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.2.	- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.3.	- ввод/изменение групп измерительных каналов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.4.	- наличие факта пропадания напряжения питания (основного, резервного)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.5.	- связей с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	

<sup>11</sup> Под энергопотреблением понимается профиль параметров в соответствии с протоколом СПОДЭС (спецификация обмена данными электронных ПУ), включающий в себя следующую информацию: метка времени; потарифные показания от начала работы (число записей зависит от количества тарифов); импорт активной энергии от начала работы; экспорт активной энергии от начала работы; реактивная энергия, импорт от начала работы; реактивная энергия, экспорт от начала работы; статус некачественной энергии; время работы ПУ.

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.22.6.	- наличие факта коррекции времени в ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.7.	- попытки несанкционированного доступа	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.8.	- перезапуска (при пропадании напряжения, заикливании и т.п.)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.9.	- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.10	- результатов самодиагностики	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.22.11	- отключения питания	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	для ОРЭ
3.22.12	- факты корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ</b>			
4.1.	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	$\pm 3,0$	Требование ПАО «Россети». Методические рекомендации Минэнерго России, п.9.1.	
4.2.	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.3.	Наличие первичной поверки	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
4.4.	Межповерочный интервал, не менее, лет	10	Требование ПАО «Россети»	Для РРЭ
		5	СТО 56947007-29.200.15.209-2015, табл. 6.13.1 (п.3)	Для ОРЭ
5.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ</b>			
5.1.	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, в том числе при установке в шкафу, не ниже	IP 51	Требование ПАО «Россети»	
5.2.	Выполнение в едином корпусе (с возможностью расширения внешними модулями)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.3.	Одностороннее обслуживание	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.4.	Охлаждение естественной конвекцией	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.5.	Выполнение корпуса в промышленном исполнении	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.5	при размещении в электроустановках
5.6.	Наличие встроенного дисплея или возможности подключения	Рекомендуется	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	внешнего дисплея			
5.7.	Наличие интерфейса RS-485, не менее двух портов с минимальной скоростью передачи, бит / с по RS-485, не менее	9 600	Требование ПАО «Россети»	
5.8.	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее двух портов	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.9.	Наличие дополнительных интерфейсов для получения данных от уровня ИИК, не менее одного, (Ethernet, PLC, RF, GPRS и др.)	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.13.5	
5.10.	Наличие интерфейса для передачи данных на уровень ИБК, не менее одного (встроенный GSM/GPRS-модем, RS-485 или RS-232 для подключения внешнего GSM/GPRS-модема)	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.11.	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.12.	Наличие не менее трех дискретных портов напряжением 24 В, на которые могут подключаются датчики телесигнализации	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.13.	Возможность установки шкафа УСПД на опоре ЛЭП	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.14.	Возможность выноса антенн связи на первую опору	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
5.15.	На шкаф УСПД должны быть нанесены лазерным принтом, шрифтом Arial размером не менее 30 мм или иным способом, устойчивым к атмосферным воздействиям в течение срока эксплуатации логотипа «Россети» и логотипа сетевой компании.	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
6.	<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ</b>			
6.1.	Соответствие требованиям безопасности по ГОСТ IEC 60950-1-2014	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ IEC 60950-1-2014	
6.2.	Требования по пожарной безопасности	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	при размещении в электроустановках, либо обязательна установка в шкафу
6.2.1.	Применение материалов, не поддерживающих горение, и исключение использования легковоспламеняющихся материалов	Обязательно	ГОСТ 12.1.004-91	
6.2.2.	Испытания на пожароопасность нагретой проволокой	Обязательно	ГОСТ 27483-87	
6.2.3.	Испытания на пожароопасность горелкой с игольчатым	Обязательно	ГОСТ 27484-87	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	пламенем			
6.2.4.	Испытания на пожароопасность на плохой контакт	Обязательно	ГОСТ 27924-88	
7.	ТРЕБОВАНИЯ В ЧАСТИ УСТОЙЧИВОСТИ К ВНЕШНИМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ			
7.1.	Климатическое исполнении в соответствии с гр.5 по ГОСТ 22261-94	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
7.1.1.	Нижнее рабочее значение температуры воздуха:	-30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.1.2.	Верхнее рабочее значение температуры воздуха	+50 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.1.3.	Относительная влажность воздуха	90 % при 30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4	
7.2.	Климатическое исполнении в соответствии с группой 4 по ГОСТ 22261-94	Допускается	Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.3	При размещении в отапливаемом помещении
7.2.1.	Нижнее рабочее значение температуры воздуха:	-10 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.2.2.	Верхнее рабочее значение температуры воздуха	+40 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.2.3.	Относительная влажность воздуха	90 % при 30 °С	ГОСТ 22261-94, п.4.4.	
7.3.	Группа механического исполнения	M38	ГОСТ 30631-99, табл. 1	
7.3.1.	Вибрация: - диапазон частот, Гц - максимальная амплитуда, мм - максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup>	0,1-100 1 5	ГОСТ 30631-99, табл. 1	
7.3.2.	Механические удары: - число ударов в минуту, шт. - максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup> - длительность импульса, мс - общее число ударов	10-50 100 16 1000	ГОСТ 22261-94 п.4.4, табл.4	
7.4.	Предельные условия транспортирования по ГОСТ 15150 условия хранения 5 группа	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
7.4.1.	Нижнее предельное значение температуры	-50 °С	ГОСТ 22261-94, табл.5	
7.4.2.	Верхнее предельное значение температуры	+70 °С	ГОСТ 22261-94, табл.5	
7.4.3.	Атмосферное давление, кПа	84-106,7	ГОСТ 15150, п.3.7	
8.	ТРЕБОВАНИЯ В ЧАСТИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ (требуемый критерий качества функционирования – А, подтверждаются протоколами испытаний) ГОСТ Р 51317.6.5-2006			
8.1.	Все порты питания			

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.1.1.	Напряжения и токи промышленной частоты при КЗ на землю. Испытания электрической прочности изоляции (напряжение в установившемся режиме) и импульсным напряжением	2000 В переменного тока	ГОСТ 30328-95	
8.2.	<b>Порт корпуса:</b>			
8.2.1.	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты: - напряженность непрерывного МППЧ  - напряженность кратковременного МППЧ	СЖ5 100 А/м (длительно) СЖ5 1000 А/м (кратковременно)	ГОСТ Р 50648-94; СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.2.2.	Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	СЖ* 400 А/м	Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.3	
8.2.3.	Устойчивость к излучаемым радиочастотным электромагнитным полям	СЖ3 10 В/м	ГОСТ 30804.4.30-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические рекомендации Минэнерго России. П.18.4	
8.2.4.	Устойчивость к разрядам статического электричества - контактный разряд - воздушный разряд	СЖ3 ± 6 кВ ± 8 кВ	ГОСТ 30804.4.2-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.2.5.	Устойчивость к импульсному магнитному полю	СЖ4 300 А/м	ГОСТ Р 50649-94; СТО 56947007-29.240.044-2010	



№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.3.	<b>Сигнальные порты:</b>			
8.3.1.	Устойчивость к колебательным затухающим помехам (КЗП) <u>Локальное, полевое соединение:</u> Амплитуда повторяющихся КЗП - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда однократных КЗП - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖ2 0,5 кВ СЖ2 1 кВ  СЖ3 1 кВ СЖ3 2 кВ	ГОСТ 51317.4.12-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.3.2.	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии: <u>Локальное соединение:</u> - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля» <u>Полевое соединение:</u> - по схеме «провод - провод» - по схеме «провод - земля»	СЖ1 0,5 кВ СЖ2 1 кВ  СЖ2 1 кВ СЖ3 2 кВ	ГОСТ 51317.4.5-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.3.3.	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам Локальное соединение: Полевое соединение:	СЖ3 1 кВ СЖ4 2 кВ	ГОСТ 30804.4.4-2007 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.3.4.	Устойчивость к кондуктивным помехам в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	СЖ3 10 В	ГОСТ 51317.4.6-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.	<b>Порт питания постоянным током</b>			
8.4.1.	- провалы напряжения - прерывания напряжения	30 % (1 с) 60 % (0,1 с) 100 % (0,5 с)	МЭК 61000-4-29, ГОСТ Р 51317.6.5, СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.2.	Устойчивость к пульсациям напряжения постоянного тока	СЖ3 10%	ГОСТ 51317.4.17-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.3.	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 0 до 150 кГц (напряжение промышленной частоты)	СЖ4 30 В (длительно) 100 В (1 с)	ГОСТ 51317.4.16-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.4.4.	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии - по схеме «провод-земля» - по схеме «провод-провод»	СЖЗ 2 кВ СЖ2 1 кВ	ГОСТ Р 51317.4.5-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.5.	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам (от электромеханических устройств в системах электропитания постоянного и переменного тока)	СЖ4 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.6.	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	СЖЗ 10 В	ГОСТ Р 51317.4.6-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.4.7.	Устойчивость к колебательным затухающим помехам Амплитуда повторяющихся КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда однократных КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖЗ, 1 кВ СЖЗ 2,5 кВ  СЖ4 2 кВ СЖ4 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.12-99 (МЭК 61000-4-12) СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.	<b>Порт питания переменным током</b>			
8.5.1.	- прерывания напряжения  - провалы напряжения	100 % (5 периодов) 30 % (50 периодов) 60 % (1 период)	ГОСТ 51317.4.11-2007 (МЭК 61000-4-11) СТО 56947007-29.240.044-2010	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.5.2.	Питание переменным током Устойчивость к гармоникам и интергармоникам, к сигналам систем телеуправления и сигнализации в напряжении сети переменного тока.  Устойчивость к колебаниям напряжения.  Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания.	В соответствии с рекомендациями МУ, табл. Б.1. Виды испытаний на помехоустойчивость и помехоэмиссию вторичного оборудования и рекомендуемые степени жесткости СТО 56947007-29.240.044-2010 и требований ГОСТ Р 51317.4.1-2000, ГОСТ Р 51317.4.14-2000, ГОСТ 30804.4.11-2013	ГОСТ Р 51317.4.1-2000 (МЭК 61000-4-1-2000) ГОСТ Р 51317.4.14-2000 (МЭК 61000-4-14-2000). ГОСТ 30804.4.11-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.3.	Устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	СЖЗ ( $\Delta f/f_i$ ) +4,-6%, $t_p$ - 10с	ГОСТ Р 51317.4.28-2000 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.4.	Устойчивость к кондуктивным помехам, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц.	СЖЗ 10 В	ГОСТ Р 51317.4.6-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.5.	Устойчивость к колебательным затухающим помехам Амплитуда повторяющихся КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» Амплитуда однократных КЗП: - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖЗ 1 кВ СЖЗ 2,5 кВ  СЖЗ 2 кВ СЖЗ 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.12-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.6.	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам	СЖЗ 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.7.	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам		ГОСТ Р 51317.4.5-99	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	большой энергии (от токов молнии): - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖЗ 2 кВ СЖ4 4 кВ	СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.6.	<b>Помехозмиссия</b> Радиопомехи от оборудования.	Класс Б в соответствии с ГОСТ Р 30805.22-2013 ГОСТ Р 51318.11-2006 (СИСПР 11-97)	ГОСТ 30805.22-2013 ГОСТ Р 51318.11-2006 (СИСПР 11-97)	
8.7.	<b>Помехозмиссия</b> Радиопомехи от оборудования.	Класс А	Методические рекомендации Минэнерго России. п.7.2	При установке вне ПС
9.	Язык поставляемой ЭД, человеко-машинного интерфейса, в том числе и сервисного ПО, надписи на оборудовании	русский	Действующая методика ПАО «Россети» проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе	
10.	Комплект поставки: - УСПД; - комплект ЭД (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр); - методика поверки (допускается в качестве подраздела в составе ЭД); - действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте); - сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа); - транспортная тара	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601	
11.	Маркировка	Изделие должно иметь маркировку	ГОСТ 30668; ГОСТ 12.2.091	
12.	Упаковка должна обеспечивать защиту изделия от климатических и механических повреждений при погрузочно-разгрузочных работах, хранении и транспортировании	Обязательно	ГОСТ 15150	
13.	Наличие в технической документации на устройство (РЭ) информации о совместимости УСПД с ПО ИВК «Пирамида-сети»	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
14.	Наличие свидетельства о включении производителем устройства в состав описания типа законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в монтажной и/или ЭД, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
15.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ</b>			
15.1.	Требования к заводу-изготовителю в соответствии с Приложением 1	-	Требование ПАО «Россети»	
16.	<b>ТРЕБОВАНИЯ К СЕРВИСНЫМ ЦЕНТРАМ</b>			
16.1.	Требования к сервисным центрам в соответствии с Приложением 2	-	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требование
<b>ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ ОБОРУДОВАНИЯ</b>			
1.	Наличие системы входного и промежуточного контроля качества	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
2.	Наличие выходного контроля качества готовой продукции	Обязательно	
3.	Наличие Сертификата системы управления и качества ISO 9001	Обязательно	
4.	Наличие системы подготовки персонала	Обязательно	
5.	Наличие приспособленных и оснащенных техническими средствами помещения для осуществления изготовления, наладки и хранения готовой продукции и запасных частей	Обязательно	
6.	Наличие положительного опыта внедрения и эксплуатации на энергообъектах	Отзывы от эксплуатирующих организаций	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемые документы	Документ, устанавливающий требование
<b>ТРЕБОВАНИЯ К СЕРВИСНЫМ ЦЕНТРАМ</b>			
1.	Наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта	1. Разрешительная документация на техническое обслуживание электротехнического оборудования. 2. Перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания. 3. Отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе. 4. Перечень используемых приборов с подтверждением их метрологической аттестации. 5. Свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающее право гарантийного обслуживания от завода-изготовителя. 6. Сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей.	Требование ПАО «Россети»
2.	Организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов		
3.	Наличие аттестованных производителем специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта, сервисного обслуживания		
4.	Наличие достаточного для обеспечения своевременного (не более пяти суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей		
5.	Обязательные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра		
6.	Оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов		
7.	Поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 5 лет с даты окончания Гарантийного срока		
8.	Срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора на их покупку не более 6 месяцев		

## 6. Библиография

СТО 34.01-23.1-001-2017	Объем и нормы испытания электрооборудования
	Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ
	Федеральный закон «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ
	Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ
	Постановление Правительства Российской Федерации «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» от 27.12.2010 № 1172
	Постановление Правительства Российской Федерации «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» от 04.05.2012 № 442
	Постановление Правительства Российской Федерации «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» от 06.05.2011 № 354
	Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе (утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 22.02.2017 № 252)
	Технический регламент Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» (утверждено решением комиссии Таможенного союза от 16.08.2011 № 768)
	Распоряжение ПАО «Россети» от 30.05.2017 № 282р
СТО 34.01-5.1-001-2014	Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса автоматизированной системы учёта электроэнергии. Типовые функциональные требования
СТО 34.01-5.1-002-2014	Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ ПАО «Россети»
СТО 34.01-5.1-003-2014	Программное обеспечение вычислительных комплексов по формированию объемов оказанных услуг по передаче электроэнергии. Типовые функциональные требования
	Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (в ред. приказа Минтруда России от 14.02.2016 № 74н)
	Правила устройств электроустановок (ПУЭ)
РД 34.09.101-94	Типовая инструкция по учёту электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении (с изменением № 1)
РД 153-34.0-11.209-99	«Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»
МИ 2999-2011	Рекомендации. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-



	измерительные коммерческого учёта электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа
МИ 3000-2006 ГСИ	Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учёта электрической энергии. Типовая методика поверки»
АВОД.466364.0 07МП	Автоматизированные системы коммерческого учёта электрической энергии АСКУЭ-С. Методика поверки. - М., ВНИИМС, 2001
	Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей. Издание второе, переработанное и дополненное - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979
РД 153-34.0- 11.209-99	Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности
СТО 34.01-3.1- 002-2016	<u>Типовые технические решения</u> подстанций 6-110 кВ
СТО 56947007- 35.240.01.188- 2014	Устройства сбора и передачи данных автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ). Типовые технические требования
СТО 56947007- 35.240.01.023- 2009	Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанции. Типовые технические требования в составе закупочной документации
СТО 34.01-6.1- 001-2016	Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования
Приложение 11.1	Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка. Приложение 11.1, утвержденное протоколом заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» от 26.11.2009 № 30/2009
СТО 56947007- 29.200.15.209- 2015	Техническая политика. Системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового рынка электрической энергии ПАО «ФСК ЕЭС»
СТО 34.01-5.1- 004-2015	Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого и технического учёта электроэнергии и системы учёта электроэнергии с удалённым сбором данных. Организация эксплуатации
СТО 34.01-5.1- 002-2014	Типовой стандарт. Техническая политика. Системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах дочерних и зависимых обществ «Россети»
СТО 34.01-5.1- 006-2017	Счётчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными
Методические рекомендации Минэнерго России	Методические рекомендации по техническим характеристикам систем и приборов учёта электрической энергии на основе технологий интеллектуального учёта, утвержденные Приказом Минэнерго России от 22 марта 2011 г. N 86

**АКТ № \_\_\_\_\_**  
**приемки законченного строительством объекта**

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ год

Форма по ОКУД

Дата составления

по ОКПО

Организация \_\_\_\_\_

Код		
0322003		

Код вида операции	Код			
	строитель- ной органи- зации	участка	объекта	

Заказчик в лице \_\_\_\_\_, с одной стороны и исполнитель работ \_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

(генеральный подрядчик, подрядчик) в лице \_\_\_\_\_ с другой стороны,  
(должность, фамилия, имя, отчество)

руководствуясь Временным положением о приемке законченных строительством объектов на территории Российской Федерации, составили настоящий акт о нижеследующем.

1. Исполнителем работ предъявлен заказчику к приемке \_\_\_\_\_  
(наименование объекта и вид строительства)

расположенные по адресу \_\_\_\_\_

2. Строительство производилось в соответствии с разрешением на строительство, выданным \_\_\_\_\_  
(наименование

органа, выдавшего разрешение)

3. В строительстве принимали участие \_\_\_\_\_  
(наименование субподрядных организаций, их реквизиты, виды

работ, выполнявшихся каждой из них)

4. Проектно-сметная документация на строительство разработана генеральным проектировщиком \_\_\_\_\_  
(наименование

организации и ее реквизиты)

выполнившим \_\_\_\_\_  
(наименование частей или разделов документации)

и субподрядными организациями \_\_\_\_\_  
(наименование организаций, их реквизиты и выполненные части и

разделы документации (перечень организаций может указываться в приложении))

5. Исходные данные для проектирования выданы \_\_\_\_\_  
(наименование научно-исследовательских, изыскательских

и других организаций, их реквизиты (перечень организаций может указываться в приложении))

6. Проектно-сметная документация утверждена \_\_\_\_\_  
(наименование органа, утвердившего (перепроверившего)

проектно-сметную документацию на объект (очередь, пусковой комплекс))

“ \_\_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ год № \_\_\_\_\_

7. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:

Начало работ \_\_\_\_\_  
(месяц, год)

Окончание работ \_\_\_\_\_  
(месяц, год)

### 8. Вариант А (для всех объектов, кроме жилых домов)

Предъявленный исполнителем работ к приемке

(наименование объекта)

имеет следующие основные показатели мощности, производительности, производственной площади, протяженности, вместимости, объему, пропускной способности, провозной способности, число рабочих мест и т.п.

[illegible]

### Вариант Б. (для жилых домов)

Предъявленный к приемке жилой дом имеет следующие показатели:

Показатель	Единица измерения	По проекту	Фактически
1	2	3	4
Общая (площадь здания)	м <sup>2</sup>		
Количество этажей	этаж		
Общий строительный объем	м <sup>3</sup>		
в том числе подземной части	м <sup>3</sup>		
Площадь встроенных, встроенно-пристроенных и пристроенных помещений	м <sup>2</sup>		
Всего квартир	шт.		
общая площадь	м <sup>2</sup>		
жилая площадь	м <sup>2</sup>		
в том числе:			
однокомнатных	шт.		
общая площадь	м <sup>2</sup>		
жилая площадь	м <sup>2</sup>		
двухкомнатных	шт.		
общая площадь	м <sup>2</sup>		
жилая площадь	м <sup>2</sup>		
трехкомнатных	шт.		
общая площадь	м <sup>2</sup>		
жилая площадь	м <sup>2</sup>		
четырёх- и более комнатных	шт.		
общая площадь	м <sup>2</sup>		
жилая площадь	м <sup>2</sup>		

9. На объекте установлено предусмотренное проектом оборудование в количестве согласно актам о его приемке после индивидуального испытания и комплексного опробования (перечень указанных актов приведен в приложении \_\_\_\_\_).

10. Внешние наружные коммуникации холодного и горячего водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения, энергоснабжения и связи обеспечивают нормальную эксплуатацию объекта и приняты пользователями – городскими эксплуатационными организациями (перечень справок пользователей городских эксплуатационных организаций приведен в приложении \_\_\_\_\_).

11. Работы по озеленению, устройству верхнего покрытия подъездных дорог к зданию, тротуаров, хозяйственных, игровых и спортивных площадок, а также отделке элементов фасадов зданий должны быть выполнены (при переносе сроков выполнения работ):

Работы	Единица измерения	Объем работ	Срок выполнения
1	2	3	4

12. Стоимость объекта по утвержденной проектно-сметной документации

Всего \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

в том числе:

стоимость строительно-монтажных работ \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

стоимость оборудования, инструмента и инвентаря \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

13. Стоимость принимаемых основных фондов \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

в том числе:

стоимость строительно-монтажных работ \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

стоимость оборудования, инструмента и инвентаря \_\_\_\_\_ руб. \_\_\_\_\_ коп.

14. Неотъемлемой составной частью настоящего акта является документация, перечень которой приведен в приложении \_\_\_\_\_ (в соответствии с приложением 2 Временного положения).

15. Дополнительные условия \_\_\_\_\_

пункт заполняется при совмещении приемки с вводом объекта в действие, приемке “под ключ”, при частичном вводе в действие или приемке, в случае совмещения функций заказчика и исполнителя работ

**Объект сдал**

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

**Объект принял**

\_\_\_\_\_ (должность)

\_\_\_\_\_ (подпись)

\_\_\_\_\_ (расшифровка подписи)

**Исполнитель работ**

(генеральный подрядчик,  
подрядчик)

**Заказчик**


Примечание. В случаях, когда функции заказчика и исполнителя работ – подрядчика выполняются одним лицом, состав подписей определяется инвестором.

Приложение № 11  
к энергосервисному договору  
№ \_\_\_\_\_ от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**ФОРМА предоставления информации в отношении всей цепочки собственников контрагента, включая бенефициаров (в том числе конечных), об исполнительных органах контрагента (собственников контрагента), а также информации об изменении указанных сведений**

Наименование контрагента (ИНН, вид деятельности)						Информация о цепочке собственников контрагента, включая бенефициаров (в том числе конечных)									
ИНН	ОГРН	Наименование краткое	Код ОКВЭД	Ф.И.О. руководителя	Серия, номер документа, удостоверяющего личность руководителя	№	ИНН	ОГРН	Наименование/Ф.И.О.	Адрес регистрации	Серия, номер документа, удостоверяющего личность (для физ. лица)	Руководитель/участник/акционер/бенефициар	Размер доли	Информация о подтверждающих документах (наименование, реквизиты и т.д.)	

**ЗАКАЗЧИК:**  
Колодей Л.Г. /  /  
« 11 »  2020 г.

**ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:**  
Охотин В.Г. /  /  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

Приложение № 12  
к энергосервисному договору  
№ \_\_\_\_\_ от «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Форма. График отключений (вывода основного электрооборудования в ремонт для выполнения работ по созданию/модернизации систем учета электроэнергии, на \_\_\_\_\_ 201\_\_ г.)**

№п/п	Дата	Объект, выводимое в ремонт или из ремонта оборудование и устройства	Наименование, объем работ	Примечание
_____ РЭС				
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				

**ЗАКАЗЧИК:**  
Колодей Л.Г. \_\_\_\_\_ /  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:**

Охотин В.Г. \_\_\_\_\_ /  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

**Перечень Элементов сети с разделением по группам очередности**

№ п/п	ПО	Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
<b>Первая группа Элементов сети</b>				
1	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	Л-10с-12 в лин. Л-10с-14 в лин.
2	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-48С "Ихала"	Л-48с-04 в лин.
<b>Вторая группа Элементов сети</b>				
3	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-10П "Половина"	Л-10П-1 в лин.
4	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-1 в лин.
5	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-2 в лин.
6	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-10
7	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-14
8	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-6
9	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-8
10	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-13
11	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-18
12	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-3 в лин.
13	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-6 в лин.
14	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-11 в лин.
15	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-12 в лин.
16	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-13 в лин.
17	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.6 в линию
18	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.7 в линию
19	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-1 в лин.
20	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-5 в лин.
21	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-1 в лин.
22	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-2 в лин.
23	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-4 в лин.
24	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-10 в лин.
25	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	ф-13
26	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-1 в лин.
27	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-7 в лин.
28	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-3 в лин.
29	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-4 в лин.
30	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-5 в лин.
31	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-6 в лин.
32	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-10 в лин.
33	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-11 в лин.
34	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-9 в лин.
35	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.5 птицефабрика
36	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.7 птицефабрика

37	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.10 птицефабрик
38	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.11 птицефабрик
39	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.12 птицефабрик
40	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-1 б-ца
41	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-11 поселок
42	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-14 тар.цех
43	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-9 б-ца
44	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошноезеро"	Л-8п-1 в лин.
45	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошноезеро"	Л-8п-4 в лин.
46	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошноезеро"	Л-8п-9 в лин.
47	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф.0
48	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-1
49	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-4
50	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-5
51	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-7
52	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-10
53	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-12
54	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-13
55	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-1 РП-КИМС
56	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-2-6
57	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-4-6
58	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ГЭС-1 Кондопожская	ф-1-1
59	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-12
60	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-17
61	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-18
62	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-6
63	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-16
64	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-15
65	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-5
66	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-7
67	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-17
68	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-3
69	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-7
70	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-8
71	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-19
72	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-18
73	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-12
74	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-28
75	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-29
76	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-23
77	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-22
78	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-13
79	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-11
80	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-8
81	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-9
82	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-1



83	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-10
84	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-6
85	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-7
86	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-5П Маньга	Л-5П-1
87	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-3
88	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-4
89	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-16
Третья группа Элементов сети				
90	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-41 "Олонец"	Ф-26 в линию
91	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-13П "Видлица"	Л-13П-9 в лин.
92	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	ПС-78 "Великая Губа"	ф.2 Кижы в лин.
93	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-19 Л-19-16
94	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-43П Л-43П-5
95	ЮКЭС	Пудожский РЭС (РЭС-4)	ПС-36 "Пудож"	36-16_36-15
96	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-17С "Салми"	Л-17-06_Л-44-06
97	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-38С Хямякоски	Л-38с-11 в лин._Л-40с-11 в лин.
98	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-26 "Ляскеля"	Л-26-97 в линию
99	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-4С "Леванпельта"	Л-04-05 Морфизприб._Л-04-01 Морфизприб.
100	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-15С "Труд"	Л-15с-02 в лин.
101	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	Л-10с-15 в лин.
102	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-11С "Чкалово"	Л-11-07 ЗКЭС
103	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-1С "Сортавала"	Л-01-85 в лин.
104	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-27 "Сортавала"	Л-27-64 в лин.
105	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-20С Поросозеро	Л-29-72 в лин._Л-20-62 в линию
106	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-29 Поросозеро	Л-29-70 в лин.
107	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-35 Найстенъярви	Л-35-20 в лин.
108	СЭС	Беломорский РЭС	ПС-16К "БЛДК"	Л-16к-01 в лин.
109	СЭС	Беломорский РЭС	ГЭС-5 "Выгостровкая"	Л-02-06
110	СЭС	Выгский РЭС	ПС-9 "Ругозеро"	Ф-14 в линию
111	СЭС	Выгский РЭС	ПС-32К "Муезерка"	ВЛ-32-08 в лин.
112	СЭС	Кемский РЭС	ГЭС-3 "Маткожненская"	Л-08-06
113	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-47 "Лоухи" РЖД	Л-47-03_Л-47-02
114	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-48 "Энгозеро"	Л-48-11
115	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-49 "Кузема"	Л-49-10

  
**ЗАКАЗЧИК**  
 КОЛЕСОВ Л.Г. /  
 « 15 » декабря 2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:  
 ОХОТИН В.Г. /  
 « 15 » декабря 2020 г.

к Договору № \_\_\_\_\_  
от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.**ФОРМА****Согласие на обработку персональных данных**

от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Настоящим \_\_\_\_\_  
(указывается полное наименование участника закупочной процедуры

(потенциального контрагента), контрагента)

Адрес регистрации: \_\_\_\_\_

Свидетельство о регистрации: \_\_\_\_\_

ИНН \_\_\_\_\_, КПП \_\_\_\_\_, ОГРН \_\_\_\_\_

в лице \_\_\_\_\_  
(указываются Ф.И.О., адрес, номер основного документа, удостоверяющего личность,

сведения о дате выдачи указанного документа и выдавшем его органе)

действующего на основании \_\_\_\_\_,\* дает свое согласие **Публичному акционерному обществу «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада»**, зарегистрированному по адресу: г. Санкт-Петербург, пл. Конституции, д.3, лит. А, и **Публичному акционерному обществу «Российские сети»**, зарегистрированному по адресу: г. Москва, ул. Беловежская, 4, в отношении следующего перечня персональных данных руководителей и собственников (участников, учредителей, акционеров), в том числе конечных бенефициаров, участника закупки (потенциального контрагента)/контрагента/третьего лица, привлеченного контрагентом к исполнению своих обязательств по договору: фамилия имя отчество, серия и номер документа, удостоверяющего личность, сведения о дате выдачи указанного документа и выдавшем его органе, адрес регистрации, ИНН – на совершение действий, предусмотренных п. 3 ст. 3 Федерального закона от 27.07.2006 № 152-ФЗ «О персональных данных», в том числе с использованием информационных систем, а также на представление указанной информации в уполномоченные государственные органы (Минэнерго России, Росфинмониторинг России, ФНС России) и подтверждает, что получил согласие на обработку персональных данных от всех своих собственников (участников, учредителей, акционеров) и бенефициаров.\*\*

Цель обработки персональных данных: обеспечение соблюдения требований законодательства Российской Федерации, в том числе статьи 13.3 Федерального закона от 25.12.2008 № 273-ФЗ «О противодействии коррупции», выполнение поручений Правительства Российской Федерации от 28.12.2011 № ВП-П13-9308, протокольного решения Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности (протокол от 10.07.2012 № А-60-26-8), а также связанных с ними иных поручений Правительства Российской Федерации и решений Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности.

Срок, в течение которого действует настоящее согласие: со дня его подписания до момента фактического достижения цели обработки либо отзыва настоящего согласия посредством письменного обращения субъекта персональных данных с требованием о прекращении обработки его персональных данных.

\_\_\_\_\_  
(Подпись субъекта персональных данных/  
уполномоченного представителя)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О. и должность подписавшего)

**М.П.**

\* Указываются реквизиты доверенности или иного документа, подтверждающего полномочия этого представителя (при получении согласия от представителя субъекта персональных данных).

**Плановая цена энергосервисного Договора в разрезе групп Элементов сети****Инвестиционная фаза: с 01.01.2020  
по 31.12.2021****Операционная фаза: с 01.07.2020 по  
31.12.2027**Распределение эффекта: 90% -  
ЭСКО/ 10% - ЗаказчикИнвестиционные затраты: тыс.  
рублей без НДС

% ставка на весь срок контракта:

Максимальная цена договора: тыс.  
руб. без НДС

386 262

11,75

581 938

<b>Планируемый сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. без НДС по всем группам Элементов сети</b>	<b>ИТОГО за весь период</b>	<b>ИТОГО 2020 год</b>	<b>ИТОГО 2021 год</b>	<b>ИТОГО 2022 год</b>	<b>ИТОГО 2023 год</b>	<b>ИТОГО 2024 год</b>	<b>ИТОГО 2025 год</b>	<b>ИТОГО 2026 год</b>	<b>ИТОГО 2027 год</b>
Платеж по контракту (плановый расчетный)	581 938,04	793,55	29 290,60	83 795,30	86 907,40	90 137,15	93 487,06	96 961,59	100 565,39
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	406 494	50 812	50 812	50 812	50 812	50 812	50 812	50 812	50 812
Потери после реализации (планируемые), тыс. кВт.ч.	148 864	50 400	36 156	10 385	10 385	10 385	10 385	10 385	10 385
Прогнозная средневзвешенная цена на потери э/э, руб./кВт.ч.		1,53	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83	1,90	1,97
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	257 630	412	14 656	40 427	40 427	40 427	40 427	40 427	40 427
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. руб.	461 691,06	631,67	23 294,78	66 597,01	69 021,85	71 534,54	74 138,69	76 837,65	79 634,86
Прогнозный средневзвешенный		1,57	1,63	1,69	1,76	1,83	1,90	1,97	2,05

тариф на передачу э/э, руб./кВт.ч.									
Итого планируемое увеличение выручки, тыс. руб.	184 906,76	250,05	9 250,33	26 508,88	27 541,92	28 617,85	29 735,82	30 897,45	32 104,46
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у ЭСКО (90%), тыс. руб.	581 938,04	793,55	29 290,60	83 795,30	86 907,40	90 137,15	93 487,06	96 961,59	100 565,39
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у Заказчика (10%), тыс. руб.	64 659,78	88,17	3 254,51	9 310,59	9 656,38	10 015,24	10 387,45	10 773,51	11 173,93

Планируемый сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. без НДС по первой группе Элементов сети	ИТОГО за весь период	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (плановый расчетный)	14 504,22	793,55	1 751,03	1 815,99	1 883,44	1 953,43	2 026,03	2 101,33	2 179,43
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	9 363	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170	1 170
Потери после реализации (планируемые), тыс. кВт.ч.	2 819	759	294	294	294	294	294	294	294
Прогнозная средневзвешенная цена на потери э/э, руб./кВт.ч.		1,53	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83	1,90	1,97
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	6 544	412	876	876	876	876	876	876	876
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. руб.	11 511,39	631,67	1 392,59	1 443,27	1 495,82	1 550,28	1 606,72	1 665,21	1 725,83
Прогнозный средневзвешенный тариф на передачу э/э, руб./кВт.ч.		1,57	1,63	1,69	1,76	1,83	1,90	1,97	2,05
Итого планируемое увеличение выручки, тыс. руб.	4 604,41	250,05	553,00	574,49	596,88	620,20	644,43	669,60	695,76
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у ЭСКО (90%), тыс. руб.	14 504,22	793,55	1 751,03	1 815,99	1 883,44	1 953,43	2 026,03	2 101,33	2 179,43
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у Заказчика (10%), тыс. руб.	1 611,58	88,17	194,56	201,78	209,27	217,05	225,11	233,48	242,16

Планируемый сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. без НДС по второй группе Элементов сети	ИТОГО за весь период	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (плановый расчетный)	428 002,58	0,00	27 539,57	60 807,61	63 065,97	65 409,70	67 840,62	70 361,98	72 977,14
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	292 678	36 585	36 585	36 585	36 585	36 585	36 585	36 585	36 585
Потери после реализации (планируемые), тыс. кВт.ч.	102 879	36 585	22 805	7 248	7 248	7 248	7 248	7 248	7 248
Прогнозная средневзвешенная цена на потери э/э, руб./кВт.ч.		1,53	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83	1,90	1,97
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	189 799	0	13 779	29 337	29 337	29 337	29 337	29 337	29 337
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. руб.	339 574,20	0,00	21 902,19	48 327,35	50 086,99	51 910,36	53 800,12	55 758,67	57 788,52
Прогнозный средневзвешенный тариф на передачу э/э, руб./кВт.ч.		1,57	1,63	1,69	1,76	1,83	1,90	1,97	2,05
Итого планируемое увеличение выручки, тыс. руб.	135 984,23	0,00	8 697,33	19 236,66	19 986,31	20 767,08	21 578,35	22 421,31	23 297,20
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у ЭСКО (90%), тыс. руб.	428 002,58	0,00	27 539,57	60 807,61	63 065,97	65 409,70	67 840,62	70 361,98	72 977,14
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у Заказчика (10%), тыс. руб.	47 555,84	0,00	3 059,95	6 756,40	7 007,33	7 267,74	7 537,85	7 818,00	8 108,57

Планируемый сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. без НДС по третьей группе Элементов сети	ИТОГО за весь период	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (плановый расчетный)	139 431,24	0,00	0,00	21 171,70	21 958,00	22 774,03	23 620,41	24 498,29	25 408,82
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	104 453	13 057	13 057	13 057	13 057	13 057	13 057	13 057	13 057

Потери после реализации (планируемые), тыс. кВт.ч.	43 167	13 057	13 057	2 842	2 842	2 842	2 842	2 842	2 842
Прогнозная средневзвешенная цена на потери э/э, руб./кВт.ч.		1,53	1,59	1,65	1,71	1,77	1,83	1,90	1,97
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	61 286	0	0	10 214	10 214	10 214	10 214	10 214	10 214
Итого планируемый сберегающий эффект, тыс. руб.	110 605,47	0,00	0,00	16 826,38	17 439,04	18 073,89	18 731,86	19 413,78	20 120,52
Прогнозный средневзвешенный тариф на передачу э/э, руб./кВт.ч.		1,57	1,63	1,69	1,76	1,83	1,90	1,97	2,05
Итого планируемое увеличение выручки, тыс. руб.	44 318,13	0,00	0,00	6 697,73	6 958,73	7 230,58	7 513,04	7 806,54	8 111,50
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у ЭСКО (90%), тыс. руб.	139 431,24	0,00	0,00	21 171,70	21 958,00	22 774,03	23 620,41	24 498,29	25 408,82
Планируемый сберегающий эффект, остающийся у Заказчика (10%), тыс. руб.	15 492,36	0,00	0,00	2 352,41	2 439,78	2 530,45	2 624,49	2 722,03	2 823,20


 ЗАКАЗЧИК  
 Колодей Л.Г. /  /  
 «11»  2020 г.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:  

 Охотин В.Г. /  /  
 «11»  2020 г.

**Перечень элементов сети отобранных для создания систем расчетного учета электроэнергии с удаленным сбором данных на условиях заключения энергосервисного договора (контракта) ПАО "МРСК Северо-Запада"**

Техническая площадка						Количество точек учета				Затраты на создание ИИК (организацию автоматизированного учета электроэнергии) Плановая цена договора
№ пп	Наименование				код группы закольцованных ЛЭП 6(10) кВ	Всего	по классу напряжения, кВ			
	ПО	РЭС	ПС	ЛЭП 6(10) кВ			6 (10)	0,4	0,2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	тыс. рублей без НДС
1	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-10П "Половина"	Л-10П-1 в лин.		55	1	36	18	1 634
2	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-1 в лин.		62	1	16	45	1 523
3	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-16П "Юркостров"	ф-2 в лин.		95	0	7	88	1 536
4	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-10		336	2	60	274	6 348
5	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-17П "Святозеро"	ф-14		65	2	56	7	2 385
6	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-6		61	0	23	38	1 430
7	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-8		273	1	82	190	5 585
8	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-13		100	0	32	68	1 959

9	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-1П "Спасская Губа"	ф-18		82	4	44	34	3 236
10	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-3 в лин.		4	0	4	0	246
11	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-6 в лин.		72	0	33	39	1 682
12	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-11 в лин.		500	0	86	414	8 711
13	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-12 в лин.		15	0	1	14	288
14	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21П "Шелтозеро"	ф-13 в лин.		165	0	24	141	3 006
15	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.6 в линию		226	0	26	200	3 776
16	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-24П "Шокша"	ф.7 в линию		0	0	0	0	0
17	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-1 в лин.		9	0	1	8	204
18	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-25П "Рыбрека"	ф-5 в лин.		301	9	119	173	9 633
19	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-1 в лин.		373	2	247	124	9 589
20	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-2 в лин.		434	0	124	310	8 146
21	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-4 в лин.		92	8	64	20	5 009
22	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	Л-2п-10 в лин.		13	1	12	0	632
23	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-2П "Кончезеро"	ф-13		12	2	7	3	873
24	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-1 в лин.		372	4	37	331	7 232
25	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-38П "Лососинное"	ф-7 в лин.		152	4	75	73	5 137
26	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-3 в лин.		26	0	24	2	935



27	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-4 в лин.		456	0	124	332	8 340
28	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-5 в лин.		29	0	20	9	866
29	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-6 в лин.		156	0	34	122	2 749
30	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-10 в лин.		222	0	66	156	4 331
31	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-11 в лин.		874	0	186	688	15 097
32	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-42П "Эссойла"	ф-9 в лин.		59	0	26	33	1 391
33	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.5 птицефабрика		6	0	6	0	162
34	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.7 птицефабрика		0	0	0	0	0
35	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.10 птицефабрик		13	3	10	0	1 534
36	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.11 птицефабрик		8	0	8	0	563
37	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-48П "Птицефабрика"	ф.12 птицефабрик		23	4	17	2	2 207
38	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-1 б-ца		19	1	18	0	928
39	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-11 поселок		282	1	91	190	5 291
40	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-14 тар.цех		139	1	64	74	3 200
41	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-6П "Матросы"	ф-9 б-ца		124	1	3	120	1 845
42	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошноезеро"	Л-8п-1 в лин.		149	0	26	123	2 582

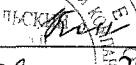
43	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошнозеро"	Л-8п-4 в лин.		179	0	26	153	2 834
44	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-8П "Крошнозеро"	Л-8п-9 в лин.		172	0	31	141	3 253
45	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф.0		3	1	2	0	274
46	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-1		54	8	35	11	3 706
47	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-4		131	1	77	53	2 807
48	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-5		4	1	3	0	366
49	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-7		695	3	202	490	12 985
50	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-10		20	1	17	2	710
51	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-12		4	1	3	0	298
52	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-9П "Н.Вилга"	ф-13		34	2	30	2	1 890
53	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-1 РП-КИМС		460	12	158	290	12 986
54	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-2-6		78	6	53	19	3 776
55	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	Сальдо переток	ГЭС-2 Л-4-6		127	4	23	100	3 302
56	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ГЭС-1 Кондопожская	ф-1-1		544	0	222	322	11 474
57	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-12		424	0	91	333	8 046
58	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-17		76	0	20	56	1 454
59	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-22 Суна	Л-22-18		6	0	6	0	498
60	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-6		249	0	88	161	4 661


61	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-16		440	0	183	257	9 397
62	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-15		605	0	181	424	11 206
63	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-5		140	0	52	88	2 988
64	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-7		11	0	10	1	306
65	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-23 Заозерье	Л-23-17		2	0	2	0	184
66	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-3		309	0	114	195	6 912
67	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-7		279	0	42	237	4 658
68	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-63 Березовка	Л-63-8		19	0	17	2	600
69	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-19		174	0	42	132	3 366
70	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-18		23	0	22	1	916
71	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-12		99	0	13	86	1 678
72	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-28		35	0	9	26	721
73	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-29		7	0	4	3	158
74	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-23		6	0	5	1	298
75	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-22		188	0	70	118	3 790
76	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-64 Пряжа	Л-64-13		1 880	0	230	1 650	29 562
77	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-11		75	1	13	61	1 466
78	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-8		528	2	102	424	9 179

79	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-9		10	3	7	0	580
80	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-1		438	4	57	377	7 825
81	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-10		9	5	4	0	614
82	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-6		705	6	109	590	12 445
83	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-39 Ведлозеро	Л-39-7		132	7	36	89	3 219
84	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-5П Маньга	Л-5П-1		198	8	40	150	4 194
85	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-3		9	8	1	0	747
86	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-4		340	8	132	200	6 691
87	ЮКЭС	Прионежский РЭС (РЭС-1)	ПС-21 Шуя	Л-21-16		266	8	75	183	5 286
<b>Итого РЭС-1:</b>						<b>16 641</b>	<b>152</b>	<b>4 598</b>	<b>11 891</b>	<b>346 127</b>
88	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-41 "Олонец"	Ф-26 в линию		16	1	102	113	654
89	ЮКЭС	Олонецкий РЭС (РЭС-2)	ПС-13П "Видлица"	Л-13П-9 в лин.		216	0	14	2	4 612
<b>Итого РЭС-2:</b>						<b>232</b>	<b>1</b>	<b>116</b>	<b>115</b>	<b>5 266</b>
90	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	ПС-78 "Великая Губа"	ф.2 Кижы в лин.		84	1	9	74	1 713
91	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-19 Л-19-16		6	1	5	0	513
92	ЮКЭС	Медвежьегорский РЭС (РЭС-3)	Сальдо переток	ПС-43П Л-43П-5		10	4	6	0	1 476
<b>Итого РЭС-3:</b>						<b>100</b>	<b>6</b>	<b>20</b>	<b>74</b>	<b>3 702</b>
93	ЮКЭС	Пудожский РЭС (РЭС-4)	ПС-36 "Пудож"	36-16_36-15	ЮКЭС27	70	2	63	5	2 518
<b>Итого РЭС-4:</b>						<b>70</b>	<b>2</b>	<b>63</b>	<b>5</b>	<b>2 518</b>
94	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-17С "Салми"	Л-17-06_Л-44-06	ЗКЭС42	13	2	5	6	588

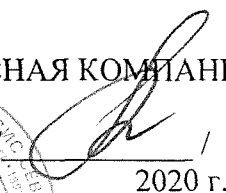
95	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-38С Хямякоски	<i>Л-38с-11 в лин._Л-40с-11 в лин.</i>	ЗКЭС40	104	0	18	86	1 908
96	ЗКЭС	(РЭС-4)	ПС-26 "Ляскеля"	Л-26-97 в линию		18	0	14	4	687
<b>Итого РЭС-4:</b>						<b>135</b>	<b>2</b>	<b>37</b>	<b>96</b>	<b>3 183</b>
96	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	<i>Л-10с-12 в лин._Л-10с-14 в лин.</i>	ЗКЭС24	99	0	10	89	1 653
97	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-4С "Леванпельта"	<i>Л-04-05 Морфизприб._Л-04-01 Морфизприб.</i>	ЗКЭС30	36	0	27	9	1 221
98	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-15С "Труд"	Л-15с-02 в лин.		73	0	7	66	1 092
99	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-48С "Ихала"	Л-48с-04 в лин.		173	0	39	134	3 539
100	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-10С "Таунан"	Л-10с-15 в лин.		2	0	2	0	119
101	ЗКЭС	(РЭС-3)	ПС-11С "Чкалово"	Л-11-07 ЗКЭС		79	1	37	41	2 270
<b>Итого РЭС-3:</b>						<b>462</b>	<b>1</b>	<b>122</b>	<b>339</b>	<b>9 894</b>
101	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-1С "Сортавала"	Л-01-85 в лин.		1	0	1	0	27
102	ЗКЭС	(РЭС-1)	ПС-27 "Сортавала"	Л-27-64 в лин.		1	0	1	0	92
<b>Итого РЭС-1:</b>						<b>2</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>119</b>
102	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-20С Поросозеро	<i>Л-29-72 в лин._Л-20-62 в линию</i>	ЗКЭС18	166	2	33	131	3 534
103	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-29 Поросозеро	Л-29-70 в лин.		5	0	1	4	148
104	ЗКЭС	(РЭС-2)	ПС-35 Найстенъярви	Л-35-20 в лин.		1	0	1	0	92
<b>Итого РЭС-2:</b>						<b>172</b>	<b>2</b>	<b>35</b>	<b>135</b>	<b>3 774</b>

105	СЭС	Беломорский РЭС	ПС-16К "БЛДК"	Л-16к-01 в лин.		69	1	14	54	1 572
106	СЭС	Беломорский РЭС	ГЭС-5 "Выгостровка"	Л-02-06		61	0	13	48	1 197
<b>Итого Беломорский РЭС:</b>						<b>130</b>	<b>1</b>	<b>27</b>	<b>102</b>	<b>2 769</b>
107	СЭС	Выгский РЭС	ПС-9 "Ругозеро"	Ф-14 в линию		11	0	8	3	248
108	СЭС	Выгский РЭС	ПС-32К "Муезерка"	ВЛ-32-08 в лин.		3	0	3	0	86
<b>Итого Выгский РЭС:</b>						<b>14</b>	<b>0</b>	<b>11</b>	<b>3</b>	<b>334</b>
109	СЭС	Кемский РЭС	ГЭС-3 "Маткожненская"	Л-08-06		12	1	10	1	644
<b>Итого Кемский РЭС:</b>						<b>12</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>1</b>	<b>644</b>
110	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-47 "Лоухи" РЖД	Л-47-03_Л-47-02	СЭС4	253	8	97	148	7 726
110	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-48 "Энгозеро"	Л-48-11		4	0	4	0	141
111	СЭС	Лоухский РЭС	ПС-49 "Кузема"	Л-49-10		2	0	2	0	65
<b>Итого Лоухский РЭС:</b>						<b>259</b>	<b>8</b>	<b>103</b>	<b>148</b>	<b>7 932</b>
<b>Итого по Карельскому филиалу:</b>						<b>18 229</b>	<b>176</b>	<b>5 144</b>	<b>12 909</b>	<b>386 262</b>
<b>Итого ПАО "МРСК Северо-Запада":</b>						<b>18 229</b>	<b>176</b>	<b>5 144</b>	<b>12 909</b>	<b>386 262</b>

ЗАКАЗЧИК:  
Колодей Л.Г. /  /  
« 11 » марта 2020 г.



ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Охотин В.Г. /  /  
« » 2020 г.

