

ЭНЕРГОСЕРВИСНЫЙ ДОГОВОР № 07-152/20

«10» апреля 2020 г.

г. Архангельск

Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице заместителя директора по экономике и финансам Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Зубкова Андрея Викторовича, действующего на основании доверенности от 16.01.2020 № 12, с одной стороны, и Акционерное общество «Энергосервис Северо-Запада» (АО «Энергосервис Северо-Запада»), именуемое в дальнейшем «Энергосервисная компания», в лице генерального директора Охотина Виталия Германовича, действующего на основании Устава, с другой стороны, далее совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий энергосервисный договор (далее - Договор) о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Целью заключения настоящего Договора является снижение фактических потерь электроэнергии³ при ее передаче по Элементам 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 Объемы 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.

Архангельский филиал
ПАО «МРСК Северо-Запада»
4702.06 05 2020

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 Элементом 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 300 131 917 кВт*ч за период действия настоящего договора, при этом планируемая стоимость сэкономленных энергетических ресурсов

за период действия настоящего Договора определена Сторонами в 1 324 324 808 (один миллиард триста двадцать четыре миллиона триста двадцать четыре тысячи восемьсот восемь) рублей 16 копеек, в том числе НДС 20% - 220 720 801 (двести двадцать миллионов семьсот двадцать тысяч восемьсот один) рубль 36 копеек по ценам (тарифам) на энергетические ресурсы, действующим на дату заключения Договора (2,7р. за кВт-ч.).

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 1 191 892 327 (один миллиард сто девяносто один миллион восемьсот девяносто две тысячи триста двадцать семь) рублей 34 копеек, в том числе НДС 20% - 198 648 721 (сто девяносто восемь миллионов шестьсот сорок восемь тысяч семьсот двадцать один) рубль 22 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 технико-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

экономленных 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 экономленных 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 Объем 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 85 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 (титальном) 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, являющимися 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 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 проверкой, 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% 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, ПРЕТЕНЗИИ 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 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, разногласия и требования, возникающие из настоящего договора (соглашения) или в связи с ним, в том числе связанные с его заключением, действием, изменением, исполнением, нарушением, расторжением, прекращением и действительностью, подлежат разрешению путем переговоров.

В случае невозможности урегулировать возникший спор путем переговоров, до обращения в суд он подлежит разрешению путем применения альтернативной процедуры урегулирования споров (медиации), на условиях и в порядке, установленном законодательством и Регламентом рассмотрения и урегулирования споров и конфликтов интересов в Группе

компаний ПАО «Россети», утвержденным решением Совета директоров ПАО «МРСК Северо-Запада» от 29.12.2015 № 195/10.

При недостижении сторонами соглашения об урегулировании спора путем медиации, он подлежит разрешению в Третейском суде при Российском союзе промышленников и предпринимателей (Третейский суд при РСПП) (место нахождения – г. Москва) в соответствии с его правилами, действующими на дату подачи искового заявления.

Решения Третейского суда при РСПП являются обязательными, окончательными и оспариванию не подлежат

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 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 Группках 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».

16. РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН

Заказчик:

ПАО «МРСК Северо-Запада»

Юридический адрес: 196247, Санкт-Петербург г., площадь Конституции, дом 3, лит. А, помещение 16Н
ИНН 7802312751 КПП 997650001

Архангельский филиал

ПАО «МРСК Северо-Запада»

Почтовый адрес: 163000, г. Архангельск, ул. Свободы, д.3

тел. (8182) 676-459, факс 676-243

Email: sekr@arhen.ru

ИНН 7802312751 КПП 290102001

р/с 40702810855000000024

в Северо-Западном Банке ПАО «Сбербанк»

г. Санкт-Петербург

БИК 044030653

к/сч 30101810500000000653

Энергосервисная компания:

АО «Энергосервис Северо-Запада»

Юридический адрес: 188304, Россия, Ленинградская область, г. Гатчина, ул.Соборная, д.31.

Почтовый адрес: 196247, г. Санкт-Петербург, площадь Конституции д.3, лит.А.

ОГРН 1114705000211

ИНН 4705052380, КПП 470501001

р/сч 40702810055040016360

в СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ БАНК ПАО

СБЕРБАНК Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

к/с 30101810500000000653

БИК 044030653

ОКПО 65545638 ОКВЭД 71.1

ОКАТО 41218501000

ОКТМО 41618101 ОКФС 16

ОКОПФ 12267

ОКОГУ 4210014

Заместитель директора по экономике и финансам Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

«17»
М.П.

/А.В.Зубков/

2020 года

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

«
М.П.

/В.Г.Охотин/

2020 года

Приложение №1
к энергосервисному договору
№ 07-152/20 от «__» _____ 20__ г.

План мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией

Наименование мероприятия*	Объекты, наименование, местоположение	Дата начала	Дата окончания
Проведение предпроектного обследования	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	06.05.2020	26.05.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	01.04.2020	16.04.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	29.08.2020	08.09.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	06.05.2020	26.05.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	01.04.2020	16.04.2020
	ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	06.05.2020	26.05.2020
	[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	01.04.2020	16.04.2020
	ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	06.05.2020	26.05.2020
	ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	06.05.2020	26.05.2020
	ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	06.05.2020	26.05.2020
	[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	29.08.2020	08.09.2020
	ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	06.05.2020	26.05.2020
	ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	06.05.2020	26.05.2020
	ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	06.05.2020	26.05.2020
	[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	01.04.2020	16.04.2020

	[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	31.12.2020	09.02.2021
	Приморский	29.08.2020	08.09.2020
	[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	06.05.2020	26.05.2020
	[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	29.08.2020	08.09.2020
	ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	29.08.2020	08.09.2020
	[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	31.12.2020	09.02.2021
	[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	06.05.2020	26.05.2020
	ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	29.08.2020	08.09.2020
	[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	01.04.2020	16.04.2020
	[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	06.05.2020	26.05.2020
	[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	31.12.2020	09.02.2021
	[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	06.05.2020	26.05.2020

ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	31.12.2020	09.02.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	31.12.2020	09.02.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	31.12.2020	09.02.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	31.12.2020	09.02.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	31.12.2020	09.02.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	29.08.2020	08.09.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	31.12.2020	09.02.2021
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	31.12.2020	09.02.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	31.12.2020	09.02.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	31.12.2020	09.02.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	31.12.2020	09.02.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	31.12.2020	09.02.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	31.12.2020	09.02.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	31.12.2020	09.02.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	31.12.2020	09.02.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	31.12.2020	09.02.2021

[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма,ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	31.12.2020	09.02.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	31.12.2020	09.02.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба,ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	31.12.2020	09.02.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино,ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	31.12.2020	09.02.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково,ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово,ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	31.12.2020	09.02.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма,ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	31.12.2020	09.02.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорowo	31.12.2020	09.02.2021
[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город,ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	06.05.2020	26.05.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма,ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв),ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	31.12.2020	09.02.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	31.12.2020	09.02.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шиловое,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	31.12.2020	09.02.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 ,ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 ,ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	31.12.2020	09.02.2021

[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	31.12.2020	09.02.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01,ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	31.12.2020	09.02.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	29.08.2020	08.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	31.12.2020	09.02.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	31.12.2020	09.02.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	31.12.2020	09.02.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	31.12.2020	09.02.2021
ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	31.12.2020	09.02.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	31.12.2020	09.02.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03,ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15,ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	01.04.2020	16.04.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42,ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	06.05.2020	26.05.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06,ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	31.12.2020	09.02.2021
ПС-47 "Пинег" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинег / [ФСН] 47-07	31.12.2020	09.02.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	31.12.2020	09.02.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	31.12.2020	09.02.2021

	[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01,ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	31.12.2020	09.02.2021
	ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	06.05.2020	26.05.2020
	[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15,ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20,ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21,ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	31.12.2020	09.02.2021
	[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	31.12.2020	09.02.2021
	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-04,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-06,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-01,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-03,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12,ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	06.05.2020	26.05.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12,ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27,ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	31.12.2020	09.02.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1,ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига,ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино,ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод,ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	31.12.2020	09.02.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	06.05.2020	26.05.2020

	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	01.04.2020	16.04.2020
Разработка и согласование с Заказчиком проектно-сметной документации	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	26.05.2020	25.06.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	16.04.2020	01.05.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	08.09.2020	18.09.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	26.05.2020	25.06.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	16.04.2020	01.05.2020
	ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	26.05.2020	25.06.2020
	[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	16.04.2020	01.05.2020
	ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	26.05.2020	25.06.2020
	ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	09.02.2021	11.03.2021
	ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	09.02.2021	11.03.2021
	ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	26.05.2020	25.06.2020
	ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	26.05.2020	25.06.2020
	[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	08.09.2020	18.09.2020
	ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	09.02.2021	11.03.2021
	ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	26.05.2020	25.06.2020
	ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	26.05.2020	25.06.2020
	ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	09.02.2021	11.03.2021
	ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	26.05.2020	25.06.2020
	[412] Кольцо (ПС-120-Наволоч / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоч / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоч / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	16.04.2020	01.05.2020
	[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	09.02.2021	11.03.2021
	ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	09.02.2021	11.03.2021

Приморский	08.09.2020	18.09.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	26.05.2020	25.06.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	08.09.2020	18.09.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	08.09.2020	18.09.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	09.02.2021	11.03.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	09.02.2021	11.03.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	26.05.2020	25.06.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	09.02.2021	11.03.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	09.02.2021	11.03.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	09.02.2021	11.03.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	09.02.2021	11.03.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	09.02.2021	11.03.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	08.09.2020	18.09.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	16.04.2020	01.05.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	26.05.2020	25.06.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	09.02.2021	11.03.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	26.05.2020	25.06.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	09.02.2021	11.03.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	09.02.2021	11.03.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	09.02.2021	11.03.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	09.02.2021	11.03.2021

[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	09.02.2021	11.03.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	08.09.2020	18.09.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	09.02.2021	11.03.2021
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	09.02.2021	11.03.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	09.02.2021	11.03.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	09.02.2021	11.03.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	09.02.2021	11.03.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	09.02.2021	11.03.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	09.02.2021	11.03.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	09.02.2021	11.03.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	09.02.2021	11.03.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	09.02.2021	11.03.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П. Виноградова)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-332 В. Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	09.02.2021	11.03.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	09.02.2021	11.03.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	09.02.2021	11.03.2021

[312] Кольцо (ПС-354 Уфтыга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтыга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	09.02.2021	11.03.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	09.02.2021	11.03.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	09.02.2021	11.03.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорowo	09.02.2021	11.03.2021
[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	26.05.2020	25.06.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	09.02.2021	11.03.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	09.02.2021	11.03.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	09.02.2021	11.03.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	09.02.2021	11.03.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	09.02.2021	11.03.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	09.02.2021	11.03.2021

[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	08.09.2020	18.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	09.02.2021	11.03.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	09.02.2021	11.03.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	09.02.2021	11.03.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	09.02.2021	11.03.2021
ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	09.02.2021	11.03.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	09.02.2021	11.03.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	16.04.2020	01.05.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	26.05.2020	25.06.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	09.02.2021	11.03.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	09.02.2021	11.03.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	09.02.2021	11.03.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	09.02.2021	11.03.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	09.02.2021	11.03.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	26.05.2020	25.06.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	09.02.2021	11.03.2021

	[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	09.02.2021	11.03.2021
	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	26.05.2020	25.06.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	09.02.2021	11.03.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	09.02.2021	11.03.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	26.05.2020	25.06.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	16.04.2020	01.05.2020
Закупка и поставка оборудования и материалов	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	25.06.2020	10.07.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	01.05.2020	16.05.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	18.09.2020	28.09.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	25.06.2020	10.07.2020

[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07,ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	01.05.2020	16.05.2020
ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	25.06.2020	10.07.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница),ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга),ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	01.05.2020	16.05.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	25.06.2020	10.07.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	11.03.2021	30.04.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	11.03.2021	30.04.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	25.06.2020	10.07.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	25.06.2020	10.07.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор,ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	18.09.2020	28.09.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	11.03.2021	30.04.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	25.06.2020	10.07.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	25.06.2020	10.07.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	11.03.2021	30.04.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	25.06.2020	10.07.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01,ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06,ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1,ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05,ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	01.05.2020	16.05.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	11.03.2021	30.04.2021
Приморский	18.09.2020	28.09.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09,ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	25.06.2020	10.07.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12,ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02,ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	18.09.2020	28.09.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	18.09.2020	28.09.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13,ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	11.03.2021	30.04.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	11.03.2021	30.04.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17,ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20,ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	25.06.2020	10.07.2020

ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	11.03.2021	30.04.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	11.03.2021	30.04.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	11.03.2021	30.04.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	11.03.2021	30.04.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	11.03.2021	30.04.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	18.09.2020	28.09.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	01.05.2020	16.05.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	25.06.2020	10.07.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	11.03.2021	30.04.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	25.06.2020	10.07.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	11.03.2021	30.04.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	11.03.2021	30.04.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	11.03.2021	30.04.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	11.03.2021	30.04.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-47 "Пинег" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинег / [ФСН] 47-05	11.03.2021	30.04.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	18.09.2020	28.09.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	11.03.2021	30.04.2021

[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	11.03.2021	30.04.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	11.03.2021	30.04.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	11.03.2021	30.04.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	11.03.2021	30.04.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	11.03.2021	30.04.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	11.03.2021	30.04.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	11.03.2021	30.04.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	11.03.2021	30.04.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	11.03.2021	30.04.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	11.03.2021	30.04.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	11.03.2021	30.04.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	11.03.2021	30.04.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	11.03.2021	30.04.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	11.03.2021	30.04.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	11.03.2021	30.04.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорово	11.03.2021	30.04.2021

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город,ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	25.06.2020	10.07.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма,ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв),ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	11.03.2021	30.04.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	11.03.2021	30.04.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилов,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	11.03.2021	30.04.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 ,ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 ,ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	11.03.2021	30.04.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	11.03.2021	30.04.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01,ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	11.03.2021	30.04.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	18.09.2020	28.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	11.03.2021	30.04.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	11.03.2021	30.04.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	11.03.2021	30.04.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	11.03.2021	30.04.2021
ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	11.03.2021	30.04.2021

ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	11.03.2021	30.04.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	01.05.2020	16.05.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	25.06.2020	10.07.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	11.03.2021	30.04.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	11.03.2021	30.04.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	11.03.2021	30.04.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	11.03.2021	30.04.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	11.03.2021	30.04.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	25.06.2020	10.07.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	11.03.2021	30.04.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	11.03.2021	30.04.2021

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	25.06.2020	10.07.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	11.03.2021	30.04.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Лынозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	11.03.2021	30.04.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	25.06.2020	10.07.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	01.05.2020	16.05.2020
Установка приборов учета электроэнергии, замена вводов в здания на изолированный провод (СИП)	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	10.07.2020	14.08.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	16.05.2020	15.06.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	28.09.2020	17.10.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	10.07.2020	14.08.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	16.05.2020	15.06.2020

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	10.07.2020	14.08.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	16.05.2020	15.06.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	10.07.2020	14.08.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	30.04.2021	19.07.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	30.04.2021	19.07.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	10.07.2020	14.08.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	10.07.2020	14.08.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	28.09.2020	17.10.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	30.04.2021	19.07.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	10.07.2020	14.08.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	10.07.2020	14.08.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	30.04.2021	19.07.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	10.07.2020	14.08.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	16.05.2020	15.06.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	30.04.2021	19.07.2021
Приморский	28.09.2020	17.10.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	10.07.2020	14.08.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	28.09.2020	17.10.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	28.09.2020	17.10.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	30.04.2021	19.07.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	30.04.2021	19.07.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	10.07.2020	14.08.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	30.04.2021	19.07.2021

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	30.04.2021	19.07.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	30.04.2021	19.07.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	30.04.2021	19.07.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	30.04.2021	19.07.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	28.09.2020	17.10.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	16.05.2020	15.06.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	10.07.2020	14.08.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	30.04.2021	19.07.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	10.07.2020	14.08.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	30.04.2021	19.07.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	30.04.2021	19.07.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	30.04.2021	19.07.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	30.04.2021	19.07.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	30.04.2021	19.07.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	28.09.2020	17.10.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	30.04.2021	19.07.2021

[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	30.04.2021	19.07.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	30.04.2021	19.07.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	30.04.2021	19.07.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	30.04.2021	19.07.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	30.04.2021	19.07.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	30.04.2021	19.07.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	30.04.2021	19.07.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	30.04.2021	19.07.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	30.04.2021	19.07.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	30.04.2021	19.07.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	30.04.2021	19.07.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	30.04.2021	19.07.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	30.04.2021	19.07.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	30.04.2021	19.07.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	30.04.2021	19.07.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорово	30.04.2021	19.07.2021

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	10.07.2020	14.08.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	30.04.2021	19.07.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	30.04.2021	19.07.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	30.04.2021	19.07.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	30.04.2021	19.07.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	30.04.2021	19.07.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	30.04.2021	19.07.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	28.09.2020	17.10.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	30.04.2021	19.07.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	30.04.2021	19.07.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	30.04.2021	19.07.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	30.04.2021	19.07.2021

ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	30.04.2021	19.07.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	30.04.2021	19.07.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	16.05.2020	15.06.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	10.07.2020	14.08.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	30.04.2021	19.07.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	30.04.2021	19.07.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	30.04.2021	19.07.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	30.04.2021	19.07.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	30.04.2021	19.07.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	10.07.2020	14.08.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	30.04.2021	19.07.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	30.04.2021	19.07.2021

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	10.07.2020	14.08.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	30.04.2021	19.07.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	30.04.2021	19.07.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	10.07.2020	14.08.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	16.05.2020	15.06.2020
Организация удаленного сбора данных в ИВК системы учета	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	14.08.2020	24.08.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	15.06.2020	10.07.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	17.10.2020	27.10.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	14.08.2020	24.08.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	15.06.2020	10.07.2020

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	14.08.2020	24.08.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	15.06.2020	10.07.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	14.08.2020	24.08.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	19.07.2021	07.09.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	19.07.2021	07.09.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	14.08.2020	24.08.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	14.08.2020	24.08.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	17.10.2020	27.10.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	19.07.2021	07.09.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	14.08.2020	24.08.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	14.08.2020	24.08.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	19.07.2021	07.09.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	14.08.2020	24.08.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	15.06.2020	10.07.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	19.07.2021	07.09.2021
Приморский	17.10.2020	27.10.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	14.08.2020	24.08.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	17.10.2020	27.10.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	17.10.2020	27.10.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	19.07.2021	07.09.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	19.07.2021	07.09.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	14.08.2020	24.08.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	19.07.2021	07.09.2021

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	19.07.2021	07.09.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	19.07.2021	07.09.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	19.07.2021	07.09.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	19.07.2021	07.09.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	17.10.2020	27.10.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	15.06.2020	10.07.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	14.08.2020	24.08.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	19.07.2021	07.09.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	14.08.2020	24.08.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	19.07.2021	07.09.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	19.07.2021	07.09.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	19.07.2021	07.09.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	19.07.2021	07.09.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-47 "Пинег" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинег / [ФСН] 47-05	19.07.2021	07.09.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	17.10.2020	27.10.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	19.07.2021	07.09.2021
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	19.07.2021	07.09.2021

[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	19.07.2021	07.09.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	19.07.2021	07.09.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	19.07.2021	07.09.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	19.07.2021	07.09.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	19.07.2021	07.09.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	19.07.2021	07.09.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	19.07.2021	07.09.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	19.07.2021	07.09.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	19.07.2021	07.09.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	19.07.2021	07.09.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	19.07.2021	07.09.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	19.07.2021	07.09.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	19.07.2021	07.09.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	19.07.2021	07.09.2021
ПС-345 Самоино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самоино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорowo	19.07.2021	07.09.2021

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	14.08.2020	24.08.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	19.07.2021	07.09.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	19.07.2021	07.09.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	19.07.2021	07.09.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	19.07.2021	07.09.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	19.07.2021	07.09.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	19.07.2021	07.09.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	17.10.2020	27.10.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	19.07.2021	07.09.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	19.07.2021	07.09.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	19.07.2021	07.09.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	19.07.2021	07.09.2021

ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	19.07.2021	07.09.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	19.07.2021	07.09.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	15.06.2020	10.07.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	14.08.2020	24.08.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	19.07.2021	07.09.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	19.07.2021	07.09.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	19.07.2021	07.09.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	19.07.2021	07.09.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	19.07.2021	07.09.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	14.08.2020	24.08.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	19.07.2021	07.09.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	19.07.2021	07.09.2021

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	14.08.2020	24.08.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	19.07.2021	07.09.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	19.07.2021	07.09.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	14.08.2020	24.08.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	15.06.2020	10.07.2020
	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	24.08.2020	03.09.2020
Пусконаладочные работы	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	10.07.2020	04.08.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	27.10.2020	06.11.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	24.08.2020	03.09.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	10.07.2020	04.08.2020

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	24.08.2020	03.09.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	10.07.2020	04.08.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	24.08.2020	03.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	07.09.2021	01.11.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	07.09.2021	01.11.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	24.08.2020	03.09.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	24.08.2020	03.09.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	27.10.2020	06.11.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	07.09.2021	01.11.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	24.08.2020	03.09.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	24.08.2020	03.09.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	07.09.2021	01.11.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	24.08.2020	03.09.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	10.07.2020	04.08.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	07.09.2021	01.11.2021
Приморский	27.10.2020	06.11.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	24.08.2020	03.09.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	27.10.2020	06.11.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	27.10.2020	06.11.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	07.09.2021	01.11.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	07.09.2021	01.11.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	24.08.2020	03.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	07.09.2021	01.11.2021

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	07.09.2021	01.11.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	07.09.2021	01.11.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	07.09.2021	01.11.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	07.09.2021	01.11.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	27.10.2020	06.11.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	10.07.2020	04.08.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	24.08.2020	03.09.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	07.09.2021	01.11.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	24.08.2020	03.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	07.09.2021	01.11.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	07.09.2021	01.11.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	07.09.2021	01.11.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	07.09.2021	01.11.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	07.09.2021	01.11.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	27.10.2020	06.11.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	07.09.2021	01.11.2021

[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	07.09.2021	01.11.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	07.09.2021	01.11.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	07.09.2021	01.11.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	07.09.2021	01.11.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	07.09.2021	01.11.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	07.09.2021	01.11.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	07.09.2021	01.11.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	07.09.2021	01.11.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	07.09.2021	01.11.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	07.09.2021	01.11.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	07.09.2021	01.11.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	07.09.2021	01.11.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	07.09.2021	01.11.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	07.09.2021	01.11.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	07.09.2021	01.11.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорово	07.09.2021	01.11.2021

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	24.08.2020	03.09.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажда, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	07.09.2021	01.11.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	07.09.2021	01.11.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	07.09.2021	01.11.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	07.09.2021	01.11.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	07.09.2021	01.11.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	07.09.2021	01.11.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	27.10.2020	06.11.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	07.09.2021	01.11.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	07.09.2021	01.11.2021

ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	07.09.2021	01.11.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	07.09.2021	01.11.2021
ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	07.09.2021	01.11.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	07.09.2021	01.11.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	10.07.2020	04.08.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	24.08.2020	03.09.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	07.09.2021	01.11.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	07.09.2021	01.11.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	07.09.2021	01.11.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	07.09.2021	01.11.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	07.09.2021	01.11.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	24.08.2020	03.09.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	07.09.2021	01.11.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	07.09.2021	01.11.2021

	<p>[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)</p>	24.08.2020	03.09.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	07.09.2021	01.11.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	07.09.2021	01.11.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	24.08.2020	03.09.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	10.07.2020	04.08.2020
Опытная эксплуатация, обучение персонала	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	03.09.2020	15.09.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	04.08.2020	29.08.2020

[307] Кольцо (ПС-360 Урдона / [СШСН] 1СШ-10 Урдона / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдона / [СШСН] 2СШ-10 Урдона / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдона / [СШСН] 2СШ-10 Урдона / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	06.11.2020	01.12.2020
ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	03.09.2020	15.09.2020
[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	04.08.2020	29.08.2020
ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	03.09.2020	15.09.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	04.08.2020	29.08.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	03.09.2020	15.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	01.11.2021	11.12.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	01.11.2021	11.12.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	03.09.2020	15.09.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	03.09.2020	15.09.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	06.11.2020	01.12.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	01.11.2021	11.12.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	03.09.2020	15.09.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	03.09.2020	15.09.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	01.11.2021	11.12.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	03.09.2020	15.09.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобазы-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	04.08.2020	29.08.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	01.11.2021	11.12.2021
Приморский	06.11.2020	01.12.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	03.09.2020	15.09.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	06.11.2020	01.12.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	06.11.2020	01.12.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	01.11.2021	11.12.2021

ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	01.11.2021	11.12.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	03.09.2020	15.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	01.11.2021	11.12.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	01.11.2021	11.12.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	01.11.2021	11.12.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	01.11.2021	11.12.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	01.11.2021	11.12.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	06.11.2020	01.12.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	04.08.2020	29.08.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	03.09.2020	15.09.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	01.11.2021	11.12.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	03.09.2020	15.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	01.11.2021	11.12.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	01.11.2021	11.12.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	01.11.2021	11.12.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	01.11.2021	11.12.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	01.11.2021	11.12.2021

[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д,ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32,ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14)Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д,[ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д,[ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	06.11.2020	01.12.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	01.11.2021	11.12.2021
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06,ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13,ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	01.11.2021	11.12.2021
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18,ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13,ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	01.11.2021	11.12.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14,ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23,ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	01.11.2021	11.12.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01,ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08,ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11,ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21,ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22,ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	01.11.2021	11.12.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103,ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	01.11.2021	11.12.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202,ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	01.11.2021	11.12.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	01.11.2021	11.12.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08,ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	01.11.2021	11.12.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203,ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12,ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15,ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	01.11.2021	11.12.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма,ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	01.11.2021	11.12.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	01.11.2021	11.12.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба,ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	01.11.2021	11.12.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино,ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	01.11.2021	11.12.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково,ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово,ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	01.11.2021	11.12.2021

[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма,ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	01.11.2021	11.12.2021
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорово	01.11.2021	11.12.2021
[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город,ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная,ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23,ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	03.09.2020	15.09.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма,ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв),ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	01.11.2021	11.12.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино,ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	01.11.2021	11.12.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово,ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	01.11.2021	11.12.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 ,ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 ,ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	01.11.2021	11.12.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01,ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	01.11.2021	11.12.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01,ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	01.11.2021	11.12.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41,ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	06.11.2020	01.12.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	01.11.2021	11.12.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03,ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	01.11.2021	11.12.2021

ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	01.11.2021	11.12.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	01.11.2021	11.12.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	01.11.2021	11.12.2021
ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	01.11.2021	11.12.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	01.11.2021	11.12.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	04.08.2020	29.08.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	03.09.2020	15.09.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	01.11.2021	11.12.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	01.11.2021	11.12.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	01.11.2021	11.12.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	01.11.2021	11.12.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	01.11.2021	11.12.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	03.09.2020	15.09.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	01.11.2021	11.12.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	01.11.2021	11.12.2021

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	03.09.2020	15.09.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	01.11.2021	11.12.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Лынозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	01.11.2021	11.12.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	03.09.2020	15.09.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	04.08.2020	29.08.2020
Передача не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии на коммерческие расчеты с Гарантирующим поставщиком (п.2.3 Договора) в соответствии с приложением 1.1. к Плану мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией (Приложение №1 к энергосервисному договору)	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	15.09.2020	30.09.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	29.08.2020	30.09.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	01.12.2020	31.12.2020
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	15.09.2020	30.09.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	29.08.2020	30.09.2020

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	15.09.2020	30.09.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	29.08.2020	30.09.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	15.09.2020	30.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	11.12.2021	31.12.2021
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	11.12.2021	31.12.2021
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	15.09.2020	30.09.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	15.09.2020	30.09.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	01.12.2020	31.12.2020
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	11.12.2021	31.12.2021
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	15.09.2020	30.09.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	15.09.2020	30.09.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	11.12.2021	31.12.2021
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	15.09.2020	30.09.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	29.08.2020	30.09.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	11.12.2021	31.12.2021
Приморский	01.12.2020	31.12.2020
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	15.09.2020	30.09.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	01.12.2020	31.12.2020
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	01.12.2020	31.12.2020
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	11.12.2021	31.12.2021
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	11.12.2021	31.12.2021
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	15.09.2020	30.09.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	11.12.2021	31.12.2021

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	11.12.2021	31.12.2021
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	11.12.2021	31.12.2021
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	11.12.2021	31.12.2021
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	11.12.2021	31.12.2021
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	01.12.2020	31.12.2020
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	29.08.2020	30.09.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	15.09.2020	30.09.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	11.12.2021	31.12.2021
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	15.09.2020	30.09.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	11.12.2021	31.12.2021
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	11.12.2021	31.12.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	11.12.2021	31.12.2021
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	11.12.2021	31.12.2021
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	11.12.2021	31.12.2021
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	01.12.2020	31.12.2020
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	11.12.2021	31.12.2021
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	11.12.2021	31.12.2021

[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	11.12.2021	31.12.2021
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	11.12.2021	31.12.2021
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	11.12.2021	31.12.2021
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	11.12.2021	31.12.2021
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	11.12.2021	31.12.2021
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	11.12.2021	31.12.2021
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	11.12.2021	31.12.2021
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	11.12.2021	31.12.2021
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	11.12.2021	31.12.2021
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	11.12.2021	31.12.2021
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	11.12.2021	31.12.2021
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	11.12.2021	31.12.2021
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	11.12.2021	31.12.2021
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	11.12.2021	31.12.2021
ПС-345 Самоино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самоино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорowo	11.12.2021	31.12.2021

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	15.09.2020	30.09.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	11.12.2021	31.12.2021
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	11.12.2021	31.12.2021
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	11.12.2021	31.12.2021
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	11.12.2021	31.12.2021
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	11.12.2021	31.12.2021
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	11.12.2021	31.12.2021
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	01.12.2020	31.12.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	11.12.2021	31.12.2021
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	11.12.2021	31.12.2021
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	11.12.2021	31.12.2021
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	11.12.2021	31.12.2021

ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	11.12.2021	31.12.2021
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	11.12.2021	31.12.2021
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	29.08.2020	30.09.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	15.09.2020	30.09.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	11.12.2021	31.12.2021
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	11.12.2021	31.12.2021
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	11.12.2021	31.12.2021
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	11.12.2021	31.12.2021
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	11.12.2021	31.12.2021
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	15.09.2020	30.09.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	11.12.2021	31.12.2021
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	11.12.2021	31.12.2021

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	15.09.2020	30.09.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	11.12.2021	31.12.2021
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	11.12.2021	31.12.2021
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	15.09.2020	30.09.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	29.08.2020	30.09.2020
Промышленная эксплуатация	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	30.09.2020	30.10.2020
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	30.09.2020	30.10.2020
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	31.12.2020	30.01.2021
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	30.09.2020	30.10.2020
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	30.09.2020	30.10.2020

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	30.09.2020	30.10.2020
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	30.09.2020	30.10.2020
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	30.09.2020	30.10.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	31.12.2021	30.01.2022
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	31.12.2021	30.01.2022
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	30.09.2020	30.10.2020
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	30.09.2020	30.10.2020
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	31.12.2020	30.01.2021
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	31.12.2021	30.01.2022
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	30.09.2020	30.10.2020
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	30.09.2020	30.10.2020
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	31.12.2021	30.01.2022
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	30.09.2020	30.10.2020
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	30.09.2020	30.10.2020
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	31.12.2021	30.01.2022
Приморский	31.12.2020	30.01.2021
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	30.09.2020	30.10.2020
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	31.12.2020	30.01.2021
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	31.12.2020	30.01.2021
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	31.12.2021	30.01.2022
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	31.12.2021	30.01.2022
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	30.09.2020	30.10.2020
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	31.12.2021	30.01.2022

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	31.12.2021	30.01.2022
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	31.12.2021	30.01.2022
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	31.12.2021	30.01.2022
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	31.12.2021	30.01.2022
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	31.12.2020	30.01.2021
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	30.09.2020	30.10.2020
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	30.09.2020	30.10.2020
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	31.12.2021	30.01.2022
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	30.09.2020	30.10.2020
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	31.12.2021	30.01.2022
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	31.12.2021	30.01.2022
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	31.12.2021	30.01.2022
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	31.12.2021	30.01.2022
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	31.12.2021	30.01.2022
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	31.12.2020	30.01.2021
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	31.12.2021	30.01.2022

[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	31.12.2021	30.01.2022
[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	31.12.2021	30.01.2022
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	31.12.2021	30.01.2022
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	31.12.2021	30.01.2022
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	31.12.2021	30.01.2022
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	31.12.2021	30.01.2022
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	31.12.2021	30.01.2022
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	31.12.2021	30.01.2022
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	31.12.2021	30.01.2022
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П.Виноградова)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	31.12.2021	30.01.2022
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	31.12.2021	30.01.2022
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	31.12.2021	30.01.2022
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б.Слуда)	31.12.2021	30.01.2022
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	31.12.2021	30.01.2022
[316] Кольцо (ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ПС-332 В.Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	31.12.2021	30.01.2022
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорово	31.12.2021	30.01.2022

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	30.09.2020	30.10.2020
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	31.12.2021	30.01.2022
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	31.12.2021	30.01.2022
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилов, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	31.12.2021	30.01.2022
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	31.12.2021	30.01.2022
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	31.12.2021	30.01.2022
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	31.12.2021	30.01.2022
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	31.12.2020	30.01.2021
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	31.12.2021	30.01.2022
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	31.12.2021	30.01.2022
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	31.12.2021	30.01.2022
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	31.12.2021	30.01.2022

ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	31.12.2021	30.01.2022
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	31.12.2021	30.01.2022
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	30.09.2020	30.10.2020
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	30.09.2020	30.10.2020
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	31.12.2021	30.01.2022
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	31.12.2021	30.01.2022
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	31.12.2021	30.01.2022
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	31.12.2021	30.01.2022
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	31.12.2021	30.01.2022
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	30.09.2020	30.10.2020
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	31.12.2021	30.01.2022
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	31.12.2021	30.01.2022

	[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-14, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-08, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	30.09.2020	30.10.2020
	[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-27, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	31.12.2021	30.01.2022
	[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Льнозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	31.12.2021	30.01.2022
	ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	30.09.2020	30.10.2020
	[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	30.09.2020	30.10.2020
Эксплуатация системы учета и сбор данных с приборов учета	ПС-18 "Заостровье" 35/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / 18-13	30.09.2020	31.01.2026
	ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2	30.09.2020	31.01.2026
	[307] Кольцо (ПС-360 Урдома / [СШСН] 1СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ПС-360 Урдома / [СШСН] 2СШ-10 Урдома / [ФСН] ВЛ-10 360-26 КС13-4)	31.12.2020	31.01.2026
	ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-07 ЖВК	30.09.2020	31.01.2026
	[36] Кольцо (ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-07, ПС-37 "Бакарица" 35/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 37-10)	30.09.2020	31.01.2026

ПС-36 110/35/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 36-06	30.09.2020	31.01.2026
[102] Кольцо (ПС-22 "Тройная Гора" 35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 22-08 (Кеница), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 23-06 (Вавчуга), ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 23-13)	30.09.2020	31.01.2026
ПС №220 Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-02	30.09.2020	31.01.2026
ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-04	31.12.2021	31.01.2026
ПС №232 Илеза / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-232-12	31.12.2021	31.01.2026
ПС-346 Виледь / [СШСН] СШ-10 кВ Виледь / [ФСН] ВЛ-10 346-03 Горка	30.09.2020	31.01.2026
ПС-314 ПТФ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 314-13 Козьмино	30.09.2020	31.01.2026
[326] Кольцо (ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-21 Водозабор, ПС-361 Яренск / 2СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-09 Яренск)	31.12.2020	31.01.2026
ПС-323 Красноборск-1 / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 323-02 Телегово	31.12.2021	31.01.2026
ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-02	30.09.2020	31.01.2026
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-07	30.09.2020	31.01.2026
ПС-139-Подюга / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-15	31.12.2021	31.01.2026
ПС-122-Нименьга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-122-11	30.09.2020	31.01.2026
[412] Кольцо (ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-01, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-120-06, ПС-120-Наволоок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] яч.03 Лесобаза-1, ПС-131-Поселок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-05, ПС-131-Поселок / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-6-131-23)	30.09.2020	31.01.2026
[405] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-03, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] КЛ-10-151-30)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-137-Ерцево / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-137-09	31.12.2021	31.01.2026
Приморский	31.12.2020	31.01.2026
[546] Кольцо (ПС №220 Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-220-09, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / ВЛ-10-235-107)	30.09.2020	31.01.2026
[510] Кольцо (ПС №219 Хозьмино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-219-12, ПС №223 Солга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-02, ПС №223 Солга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-223-16)	31.12.2020	31.01.2026
ПС №202 Кокшеньга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-202-22	31.12.2020	31.01.2026
[536] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-13, ПС №213 Конецгорье / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-213-24)	31.12.2021	31.01.2026
ПС №212 Важская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-212-14	31.12.2021	31.01.2026
[530] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-17, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-20, ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-06)	30.09.2020	31.01.2026
ПС №207 Борок / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-13	31.12.2021	31.01.2026

ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-13	31.12.2021	31.01.2026
ПС №205 Шеговары / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-205-22	31.12.2021	31.01.2026
ПС №233 Ивановская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-10	31.12.2021	31.01.2026
ПС-352 Харитоново / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 352-14 Рябово	31.12.2021	31.01.2026
ПС-362 Лена / [СШСН] 1СШ-10 Лена / [ФСН] ВЛ-10 362-04 Лена	31.12.2020	31.01.2026
[334] Кольцо (ПС-313 Песчанка / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ПС-313 Песчанка / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 313-11 Борки)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-361 Яренск / 1СШ-10 Яренск / [ФСН] ВЛ-10 361-12 Сафроновка	30.09.2020	31.01.2026
[417] Кольцо (ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-11, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-12, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-10, ПС-116-Онега / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-04, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-15, ПС-116-Онега / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-116-21, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 1 / [ФСН] ВЛ-10-125-01, ПС-125-Вонгуда / [СШСН] 2 / [ФСН] ВЛ-10-125-19)	30.09.2020	31.01.2026
[421] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-18, ПС-143-Подрезовская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-143-05)	31.12.2021	31.01.2026
[438] Кольцо (ПС-141-Комплекс / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-141-16, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-05, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-09, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-20, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-22, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-24, ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-27)	30.09.2020	31.01.2026
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.09 Посёлок	31.12.2021	31.01.2026
ПС-139-Подюга / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-139-09	31.12.2021	31.01.2026
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-01	31.12.2021	31.01.2026
[8] Кольцо (ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-1Т / [ФСН] 6-01-02, ПС-01 110/35/10/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 6-01-30)	31.12.2021	31.01.2026
[55] Кольцо (ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-2Т / [ФСН] 43-03 (РП Пиринемь), ПС-43 "Шилега" 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 43-18 (РП Пиринемь), ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-02, ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-03)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-05	31.12.2021	31.01.2026
[84] Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 37Д, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-1Т / [ФСН] 38-32, ПС-38 110/10 / [СШСН] МВ-10-2Т / [ФСН] 38-14) Кольцо ([ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 2Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 38Д, [ПС] Северодвинская ТЭЦ-1 / [СШСН] МВ-10 / [ФСН] 42Д)	31.12.2020	31.01.2026
ПС-59 "Кехта" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 59-02 (Всходы)	31.12.2021	31.01.2026
[508] Кольцо (ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-06, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-201-13, ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-14)	31.12.2021	31.01.2026

[538] Кольцо (ПС №210 Рочегда / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-210-18, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-13, ПС №215 Игнатьевская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-215-14)	31.12.2021	31.01.2026
[542] Кольцо (ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-14, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-23, ПС №209 Дв. Березник / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-209-24)	31.12.2021	31.01.2026
[521] Кольцо (ПС №228 Едемская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-01, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-08, ПС №228 Едемская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-228-11, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-21, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-22, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-234-24)	31.12.2021	31.01.2026
[534] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-103, ПС №207 Борок / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-207-03)	31.12.2021	31.01.2026
[535] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-202, ПС №233 Ивановская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-233-02)	31.12.2021	31.01.2026
ПС №225 Верхняя Пуя / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-225-09	31.12.2021	31.01.2026
[525] Кольцо (ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-08, ПС №230 Строевская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-230-12)	31.12.2021	31.01.2026
[533] Кольцо (ПС №206 У-Паденьга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-206-203, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-12, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-208-15, ПС №208 Ровдино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-208-08)	31.12.2021	31.01.2026
[318] Кольцо (ПС-334 Корниловская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 334-15 Шорма, ПС-335 Семеновская / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-06 П. Виноградова)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-332 В. Тойма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-11 Аэропорт	31.12.2021	31.01.2026
ПС-335 Семеновская / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 335-12 Север	31.12.2021	31.01.2026
[324] Кольцо (ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-09 Дружба, ПС-344 Павловск / [СШСН] 2СШ-10 кВ Павловск / [ФСН] ВЛ-10 344-11 Савичи)	31.12.2021	31.01.2026
[312] Кольцо (ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-09 Дябрино, ПС-354 Уфтьюга / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 354-12 Б. Слуда)	31.12.2021	31.01.2026
[320] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-05 Черевково, ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-08 Ляхово, ПС-324 Аникеево / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 324-03 Коптелово)	31.12.2021	31.01.2026
[316] Кольцо (ПС-332 В. Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-02 В. Тойма, ПС-332 В. Тойма / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 332-07 Зеленник)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-333 Вознесенье / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 333-03 Алексеевская	31.12.2021	31.01.2026
ПС-345 Самино / [СШСН] 1СШ-10 кВ Самино / [ФСН] ВЛ-10 345-07 Сорowo	31.12.2021	31.01.2026

[300] Кольцо (ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 3, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-03 Город, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-30 Котельная, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-23 Телецентр, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШСН] 2СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-06 Болтинка, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 1СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 9, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 23, ПС-300 Заовражье (110,10) / [СШВ] 2СШ-110 кВ Заовражье / [ФВ] ВЛ-110 300-02 КЭМЗ-1 / [ПС] ГПП КЭМЗ / [СШСН] 2СШ-10 кВ ГПП КЭМЗ / [ФСН] ячейка 26)	30.09.2020	31.01.2026
[329] Кольцо (ПС-300 Заовражье (10) / [СШСН] 1СШ-10 кВ Заовражье / [ФСН] ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ПС-312 Савватия / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ПС-312 Савватия / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 312-14 Пырский)	31.12.2021	31.01.2026
[340] Кольцо (ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-01 Литвиново, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-03 Белопашино, ПС-364 Устьевская / [СШСН] СШ-10 Устьевская / [ФСН] ВЛ-10 364-06 Сойга)	31.12.2021	31.01.2026
[311] Кольцо (ПС-321 Черевково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 321-04 Шилово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-05 Антропово, ПС-322 Красноборск-2 / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 322-11 СХТ)	31.12.2021	31.01.2026
[420] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-19 , ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-09 , ПС-148-Штурм / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-10)	31.12.2021	31.01.2026
[423] Кольцо (ПС-142-Каргополь / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-142-03, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-01, ПС-144-Шелохово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-144-03)	31.12.2021	31.01.2026
[427] Кольцо (ПС-145-Кречетово / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-01, ПС-145-Кречетово / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-145-13)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-149-Коноша / Пост.от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-149-06	31.12.2021	31.01.2026
[402] Кольцо (ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-33, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-39, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-32, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-41, ПС-151-Плесецк / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-151-42)	31.12.2020	31.01.2026
ПС-Волошка / [СШСН] 2СШ / [ФСН] яч.14 Вандыш	31.12.2021	31.01.2026
[433] Кольцо (ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-02, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-03, ПС-134-Шалакуша / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-134-11)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-08	31.12.2021	31.01.2026
ПС-126-Клещевская / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-126-06	31.12.2021	31.01.2026
ПС-128-Чекуевская / [СШСН] 2СШ / [ФСН] ВЛ-10-128-12	31.12.2021	31.01.2026

ПС-153-Обозерская / [СШСН] Пост. от ФСК / [ФСН] ВЛ-10-153-11	31.12.2021	31.01.2026
ПС-45 "Первомайская" 110/35/6 / [СШСН] МВ-6-2Т / [ФСН] 45-22	31.12.2021	31.01.2026
[23] Кольцо (ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-03, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 12-15, ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 12-06)	30.09.2020	31.01.2026
[17] Кольцо (ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-22, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-28, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-30, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-32, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-43, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-45, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-1Т / [ФСН] 06-57, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-01, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-10, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-12, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-16, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-34, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-38, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-42, ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6 / [СШСН] ВВ-6-2Т / [ФСН] 06-44)	30.09.2020	31.01.2026
[53] Кольцо (ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-1Т Карпогоры / [ФСН] 42-06, ПС-42 "Карпогоры" 110/10 / [СШСН] МВ 10-2Т Карпогоры / [ФСН] 42-11)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-47 "Пинега" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т Пинега / [ФСН] 47-07	31.12.2021	31.01.2026
ПС-51 "Труфанова" 110/10 / [СШСН] ВВ-10-1Т / [ФСН] 51-08	31.12.2021	31.01.2026
ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-02	31.12.2021	31.01.2026
[429] Кольцо (ПС-146-Песок / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-146-01, ПС-148-Штурм / [СШСН] 1СШ / [ФСН] ВЛ-10-148-01)	31.12.2021	31.01.2026
ПС №201 Благовещенск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-201-15	30.09.2020	31.01.2026
[502] Кольцо (ПС №216 Пежма / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-216-15, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-20, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-21, ПС №221 ВЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-221-22, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-116)	31.12.2021	31.01.2026
[504] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-104, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-215, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-216)	31.12.2021	31.01.2026

[503] Кольцо (ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-02, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-10, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-04, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-117 / РП-1 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-06, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-11, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-13, ПС №235 Вельск / [СШСН] 1СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-120 / РП-2 Вельск / 1СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-235-121, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] Встр. РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-1-07, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-01, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] КЛ-10-РП-1-03, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-204 / РП-1 Вельск / 2СШ-10 / СН РП-1, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-12, ПС №235 Вельск / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-235-220 / РП-2 Вельск / 2СШ-10 / [ФСН] ВЛ-10-РП-2-15)	30.09.2020	31.01.2026
[520] Кольцо (ПС №229 ШЛПБ / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10-229-12, ПС №234 Шангалы / [СШСН] 2СШ-10 кВ / ВЛ-10-234-26)	31.12.2021	31.01.2026
[310] Кольцо (ПС-341 Ильинск / [СШСН] СШ-10 кВ Ильинск / [ФСН] ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-14 Кулига, ПС-342 Кошкино / [СШСН] 2СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 342-15 Путятино, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-02 Лынозавод, ПС-343 Быково / [СШСН] СШ-10 кВ / [ФСН] ВЛ-10 343-03 Сидоровская)	31.12.2021	31.01.2026
ПС-302 Лименда / [СШСН] 1СШ-10 Лименда / [ФСН] ВЛ-10 302-11 Нахимова	30.09.2020	31.01.2026
[304] Кольцо (ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-25 АЗС, ПС-301 Котлас / [СШСН] 1СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-37 Промбаза, ПС-301 Котлас / [СШСН] 2СШ-10 Котлас / [ФСН] ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2)	30.09.2020	31.01.2026

ЗАКАЗЧИК:
Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

/А.В. Зубков/

«_____» _____ 2020 года
М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:
Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/В.Г.Охотин/

«_____» _____ 2020 года
М.П.

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 проверке 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:

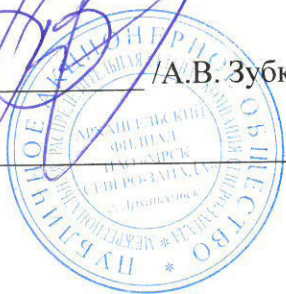
1. Приложение №1.1.1 – Акт проверки и допуска однофазного прибора учета в эксплуатацию;
2. Приложение №1.1.2 – Акт проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (до 1 кВ);
3. Приложение №1.1.3 – Акт проверки и допуска прибора учета в эксплуатацию (выше 1 кВ)
4. Приложение №1.1.4 – Регламент взаимодействия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

Подписи Сторон:

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

_____/А.В. Зубков/
« ____ » _____ 2020 года
М.П.



ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

_____/В.Г. Охотин/
« ____ » _____ 2020 года



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.

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: _____

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 <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 _____

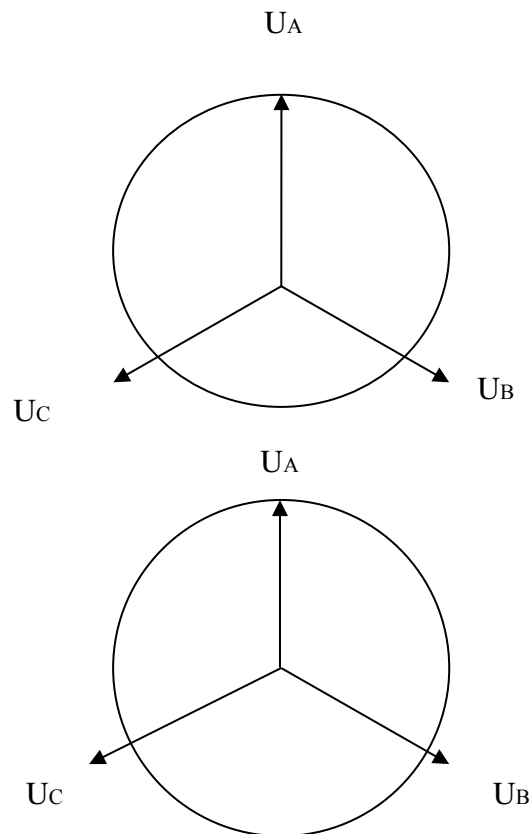
Проверен электросчётчик

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 _____ Ia = _____ A φA= _____ Ib= _____ A φB= _____ IC= _____ A φC= _____ Ua0 = _____ B Uab= _____ B Ub0 = _____ B Ubc= _____ B Uc0 = _____ B Uca= _____ B N = _____ об(имп) t = _____ сек P= _____ Вт; Q = _____ вар Погрешность Акт = _____ % Погрешность Реакт = _____ %
№ сч _____ Ia = _____ A φA= _____ Ib= _____ A φB= _____ IC= _____ A φC= _____ Ua0 = _____ B Uab= _____ B Ub0 = _____ B Ubc= _____ B Uc0 = _____ B Uca= _____ B N = _____ об(имп) t = _____ сек P= _____ Вт; Q = _____ вар Погрешность Акт = _____ % Погрешность Реакт = _____ %



Приборы применяемые при проверке:

№	Наименование и тип	Класс точности	Дата сл. проверки	Примечание

По окончании проверки: 1. Вводной кабель _____

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.

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)

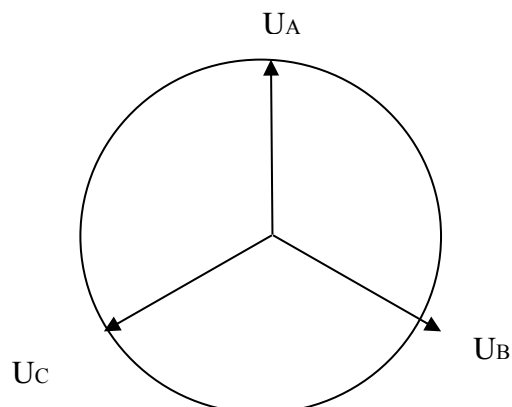
электросчётчик, ТТ и ТН находятся на балансе _____
вид учёта _____, максимальная мощность (для юр. лиц)
_____ коммерческий, технический _____ <670 кВт или ≥ 670 кВт

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 _____

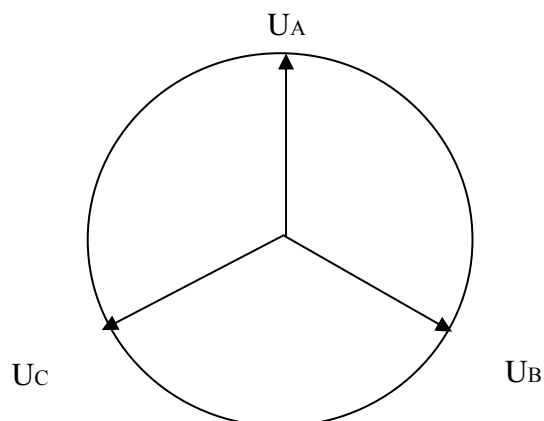
Проверен электросчётчик
Тип _____ № _____
Напряжение _____ В; Ток _____ А
Год выпуска _____ Год/Кв поверки _____
Класс точности _____ Количество тарифов _____
А = _____ об(имп) /кВт*ч
Показания на момент проведения работ
1 тариф (день) _____ 3 тариф (прочее) _____
2 тариф(ночь) _____ Общий _____
Примечание _____
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)

УТВЕРЖДЕН
приказом ПАО «МРСК Северо-Запада»
от 14.10.2019 № 659

Система менеджмента качества
РЕГЛАМЕНТ
взаимодействия с подрядчиками при организации интеллектуального
учета электроэнергии

Санкт-Петербург
2019

Содержание

1	Назначение и область применения	5
2	Нормативные ссылки	5
3	Обозначения и сокращения	6
4	Распределение обязанностей между Заказчиком и Подрядчиком	6
5	Мероприятия по взаимодействию между Заказчиком и Подрядчиком при организации интеллектуального учета электроэнергии	7
6	Порядок взаимодействия.....	15
Приложение 1	– Порядок проведения предпроектного обследования при модернизации интеллектуальных приборов учета электроэнергии	16
Приложение 2	– Порядок организации проектирования интеллектуального учета электроэнергии.....	19
Приложение 3	– Порядок организации строительно-монтажных работ при модернизации интеллектуальных приборов учета электроэнергии.....	21
Приложение 4	– Порядок подтверждения объемов и приемки работ по организации интеллектуального учета электроэнергии.....	37

1 Назначение и область применения

1.1 Регламент взаимодействия с подрядчиками при организации интеллектуального учета электроэнергии (далее – регламент) определяет перечень работ, выполняемых ПАО «МРСК Северо-Запада» (далее – Заказчик, Общество) и подрядной организацией (далее – Подрядчик), и сроки их согласования.

При организации интеллектуального учета электроэнергии предусмотрено выполнение следующих работ:

- предпроектное обследование;
- проектирование;
- строительно-монтажные работы;
- пусконаладочные работы;
- предварительные испытания;
- ввод в опытную эксплуатацию;
- ввод в промышленную эксплуатацию.

1.2 Регламент разработан с учётом требований распоряжения ПАО «Россети» от 19.08.2019 № 355р «Об утверждении Регламента взаимодействия при организации интеллектуального учета электроэнергии в группе компаний «Россети».

1.3 Действие Регламента распространяется на структурные подразделения исполнительного аппарата и филиалов Общества, на которые возложена ответственность за проведение работ по организации учета электроэнергии, а также строительно-монтажные, наладочные, эксплуатационные и ремонтные подрядные организации.

1.4 Ответственность за разработку и актуализацию настоящего Регламента несёт департамент учёта электроэнергии, энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Регламенте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (утв. постановлением Правительства РФ от 04.05.2012 № 442)

Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года № 328н

Типовой порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов ДЗО ПАО «Россети» (утв. распоряжением ПАО «Россети» от 20.02.2015 № 87р)

ГОСТ 21.114-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения эскизных чертежей общих видов нетиповых изделий

ГОСТ 21.110-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Спецификация оборудования, изделий и материалов

РД 50-34.698-90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов

СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП

СТО 56947007-29.240.021-2009 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС)

СТО 01.Б6.05 – 2019 Порядок управления технологическими схемами электроустановок 0,4-20 кВ

П р и м е ч а н и е – при пользовании настоящим Регламентом целесообразно проверить действие ссылочных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим

стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Обозначения и сокращения

В настоящем Регламенте применены следующие обозначения и сокращения:

АТГЭР – акт готовности электромонтажных работ;

ДЗО – дочернее зависимое общество;

Заказчик – ПАО «МРСК Северо-Запада»;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИСУЭ – интеллектуальная система учета электроэнергии;

Подрядчик – подрядная организация, осуществляющая организацию интеллектуальных систем учета электроэнергии;

Производитель работ – работник подрядной организации, который отвечает за безопасное проведение работы в электроустановках;

ГП – гарантирующий поставщик;

РЭС – район электрических сетей;

УТЭЭ – подразделение РЭС, ответственное за организацию и эксплуатацию систем учета электроэнергии;

ПУ – интеллектуальный прибор учета электроэнергии;

ППО – предпроектное обследование;

ПНР – пусконаладочные работы;

ПМИ – программа и методика испытаний;

СМР – строительно-монтажные работы;

ТП – трансформаторная подстанция напряжением 6-10 кВ;

УСПД – устройство сбора и передачи информации;

Конфигуратор – технологическое программное обеспечение

4 Распределение обязанностей между Заказчиком и Подрядчиком

При организации интеллектуального учета электроэнергии необходимо руководствоваться распределением обязанностей между Заказчиком и Подрядчиком, указанным в таблице 1:

Т а б л и ц а 1 – Распределение обязанностей между Заказчиком и Подрядчиком

Обязанности Заказчика	Обязанности Подрядчика
Составление технического задания	Предпроектное обследование и проектирование
Предоставление технических объектов для монтажа	
Предоставление складских помещений для хранения оборудования до монтажа	Поставка приборов учета и УСПД
Предоставление объектов для проведения строительно-монтажных работ, допуск персонала Подрядчика на объекты электросетевого хозяйства Заказчика для проведения строительно-монтажных работ (по согласованному графику), обеспечение необходимых отключений действующих электроустановок	Проведение строительно-монтажных работ
Предоставление доступа персоналу Подрядчика к программному обеспечению ИВК «Пирамида-сети»	Формирование монтажных таблиц для загрузки данных в ИВК «Пирамида-сети»
Взаимодействие с потребителями, включая подписание актов допуска приборов учета в эксплуатацию с потребителями	Пусконаладочные работы, интеграция смонтированного оборудования в ИВК «Пирамида-сети»

Осуществление опытной эксплуатации	Проведение предварительных испытаний
	Ввод смонтированного оборудования в опытную эксплуатацию
Осуществление промышленной эксплуатации	Ввод смонтированного оборудования в промышленную эксплуатацию

5 Мероприятия по взаимодействию между Заказчиком и Подрядчиком при организации интеллектуального учета электроэнергии

Мероприятия по взаимодействию между Заказчиком и Подрядчиком при организации интеллектуального учета электроэнергии приведены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Мероприятия по взаимодействию между Заказчиком и Подрядчиком при организации интеллектуального учета электроэнергии

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
1 Предпроектные работы и проектирование					
1.1	Согласование с Заказчиком ресурсного плана-графика обследования	Подрядчик	Письмо с планом-графиком	За 15 рабочих дней до проведения работ	
1.2	Направление Заказчику письма о контактных лицах и допуске персонала на объекты Заказчика для проведения обследования	Подрядчик	Сопроводительное письмо	За 10 рабочих дней до начала работ	Письмо с указанием списка работников, группы по электробезопасности, а также имеющих право выдачи нарядов
1.3	Уведомление потребителей и ГП о планируемом обследовании	Заказчик	Письма в администрации, СМИ, объявления в населенных пунктах	За 10 рабочих дней до проведения работ	
1.4	Направление Подрядчику пакета необходимых документов для проведения обследования	Заказчик	Документы о технологическом присоединении потребителей, однолинейные и поопорные схемы, реестры потребителей и ТП для проведения работ с указанием границ балансовой принадлежности	В течение 5 рабочих дней с даты заключения договора	В соответствии с п.3 приложения 1 к Регламенту.
1.5	Проведение обследования с направлением Заказчику отчета о результатах обследования	Подрядчик	Отчет о результатах предпроектного обследования	В течение 5 рабочих дней с даты завершения работ (в соответствии с согласованным графиком)	
1.6	При отсутствии замечаний - согласование отчета о результатах обследования	Заказчик	Письмо о согласовании отчета о результатах предпроектного обследования	В течение 5 рабочих дней с даты получения отчета о результатах обследования	

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
1.7	Направление в адрес Подрядчика замечаний к отчету о результатах обследования при их наличии	Заказчик	Письмо о направлении замечаний к отчету о результатах предпроектного обследования	В течение 5 рабочих дней с даты получения отчета о результатах обследования	
1.8	Подготовка и направление на согласование Заказчику проектной документации	Подрядчик	Проект и рабочая документация	В течение 5 рабочих дней с даты завершения работ по подготовке проекта и рабочей документации (в соответствии с согласованным графиком)	
1.9	При отсутствии замечаний - согласование проектной документации	Заказчик	Проект и рабочая документация	В течение 5 рабочих дней с даты получения проектной документации	
1.10	Направление в адрес Подрядчика замечаний к проектной документации при их наличии	Заказчик	Письмо о направлении замечаний к проектной документации	В течение 5 рабочих дней с даты получения проектной документации	
1.11	Направление проектной документации на экспертизу (в случаях, предусмотренных ст.49 Градостроительного кодекса Российской Федерации" от 29.12.2004 N 190-ФЗ). Срок проведения экспертизы определяется сложностью объекта капитального строительства, но не должен превышать сорок два рабочих дня.	Подрядчик	Проектная документация	В течение 3 рабочих дней с даты согласования с Заказчиком	
2 Подготовительные работы к выполнению строительно-монтажных работ					
2.1	Формирование укрупненного долгосрочного плана-графика проведения строительно-монтажных работ	Подрядчик	Письмо с долгосрочным планом-графиком	За 20 рабочих дней до проведения работ	

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
2.2	Согласование с ГП укрупненного долгосрочного плана-графика проведения строительно-монтажных работ	Заказчик	Письмо с планом-графиком	За 15 рабочих дней до проведения работ	С целью последующего уведомления потребителей силами ГП
2.3	Направление Заказчику и Потребителю (если система учета электроэнергии находится в электроустановке потребителя) письма о допуске персонала для проведения строительно-монтажных работ	Подрядчик	Сопроводительное письмо	За 10 рабочих дней до начала работ	Письмо с указанием списка работников, группы по электробезопасности, а также имеющих право выдачи нарядов
2.4	Направление Заказчику письма с детальным графиком отключения линий электропередачи на следующий месяц	Подрядчик	Проект Графика отключения на следующий месяц	Не позднее 15 рабочих дней до начала проведения работ	
2.5	Составление и направление Заказчику на согласование понедельного плана-графика работ на основании укрупненного долгосрочного графика производства работ	Подрядчик	Понедельный План-график работ, содержащий информацию о наименовании объектов (ПС, фидер 10кВ, ТП, населенный пункт), где планируется производить работы	За 10 рабочих дней до начала работ	Составляется в разрезе ТП 6-10 кВ и потребителей
2.6	При отсутствии замечаний - согласование понедельного плана-графика работ	Заказчик	Письмо о согласовании понедельного плана-графика работ	В течение 2 рабочих дней с момента получения понедельного плана-графика от Подрядчика	
2.7	Направление в адрес Подрядчика замечаний к понедельному плану-графику работ при их наличии	Заказчик	Письмо о направлении замечаний	В течение 2 рабочих дней с момента получения понедельного плана-графика от Подрядчика	

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
2.8	Еженедельное уведомление потребителей силами Заказчика о производстве работ в соответствии с согласованным недельным планом-графиком работ	Заказчик	Письма в администрации, СМИ, объявления в населенных пунктах	За 5 рабочих дней до начала работ	
2.9	Согласование с Заказчиком технологических карт производства работ	Подрядчик	Технологические карты	За 5 рабочих дней до начала работ	
3 Проверка неучтенного потребления при проведении предпроектного обследования или строительно-монтажных работ					
3.1	Осмотр существующего прибора учета у потребителя (в случае размещения прибора учета в открытом доступе), состояния электрического ввода в дом, составление акта осмотра, передача актов Заказчику (при необходимости)	Подрядчик	Акт осмотра	В соответствии с согласованным планом-графиком, не позднее 2-х рабочих дней с даты составления акта	
3.2	Формирование и передача Заказчику реестра потребителей с признаками неучтенного потребления	Подрядчик	Реестр потребителей	Ежедневно до 18-00 рабочего времени	
3.3	Оформление акта о неучтенном потреблении с расчетом объема неучтенного потребления	Заказчик	Акт о неучтенном потреблении (при необходимости)	В течение 1 рабочего дня с даты получения акта осмотра с отметкой о факте неучтенного потребления и предписанием Потребителю	
3.4	Отключение бездоговорного потребления	Заказчик	Акт об ограничении (при необходимости)	В течение 1 рабочего дня с даты оформления акта бездоговорного потребления	
4 Согласование проектной документации (включая рабочую и эксплуатационную документацию)					
4.1	Подготовка проектной документации	Подрядчик	Сопроводительное письмо	В сроки, определенные	

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
	направление на согласовании Заказчику			договорами подряда	
4.2	Ответ о согласовании или обоснованные замечания	Заказчик	Сопроводительное письмо	5 рабочих дней с даты получения письма Заказчиков	
5 Строительно- монтажные работы					
5.1	Монтаж УСПД (концентраторов) в соответствии с руководством по эксплуатации	Подрядчик	Акт технической готовности электромонтажных работ	В соответствии с согласованным планом-графиком	
5.2	Установка приборов учета на ТП	Подрядчик	Акт технической готовности электромонтажных работ; Акт допуска прибора учета	В соответствии с согласованным планом-графиком	
5.3	Программирование УСПД (при наличии) при помощи специализированного ПО, проверка сбора данных с приборов учета на ТП	Подрядчик	Отчет о суточных показаниях прибора учета из программного комплекса	В соответствии с согласованным планом-графиком	Технологическая карта
5.4	Замена вводов потребителей 0,22 - 0,4 кВ на изолированный	Подрядчик	Общий журнал работ КС-6	В соответствии с согласованным планом-графиком	
5.5	Установка прибора учета у потребителей в соответствии с техническим решением, определенным в проектной и рабочей документации в соответствии с технологической картой	Подрядчик	Акт технической готовности электромонтажных работ	В соответствии с согласованным планом-графиком	
6 Пусконаладочные работы					
6.1	Внесение номеров установленных приборов учета в УСПД (при необходимости) и организация удаленного сбора данных	Подрядчик	Предоставление конфигурации списка установленных приборов учета с помощью конфигулятора, отчет о текущих показаниях установленных приборов учета из программного комплекса	В течение 1 рабочего дня с даты завершения внесения номеров приборов учета в УСПД на технологической площадке	

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
6.2	Подготовка и передача Заказчику шаблонов акта допуска прибора учета с предварительно заполненными полями	Подрядчик		За 1 рабочий день до допуска в эксплуатацию	Составляется в 3-х экземплярах для каждой из сторон
6.3	Подписание с Потребителем 3-х экземпляров и передача Потребителю одного экз. документов, оформленных по факту допуска прибора учета в эксплуатацию	Заказчик	Акт допуска прибора учета в эксплуатацию	В течение 3 рабочих дней после допуска в эксплуатацию	Составляется в 3-х экземплярах для каждой из сторон
6.4	Подключение с помощью конфигуратора к УСПД и запрос текущих и суточных показаний приборов учёта, занесённых в УСПД	Подрядчик	Отчёт о текущих и суточных показаниях приборов учёта электроэнергии	В течение 1 дня с даты окончания СМР	
6.5	Предоставление Заказчику заполненной монтажной ведомости для загрузки данных в ИВК «Пирамида-сети»	Подрядчик	Монтажная ведомость	В течение 3 рабочих дней с даты окончания СМР	
6.6	Подготовка и загрузка монтажных ведомостей в ИВК «Пирамида-сети», опрос приборов учета и УСПД программным комплексом ИВК «Пирамида-сети»	Подрядчик	Уведомление о готовности к предварительным испытаниям	В течение 5 рабочих дней с даты окончания СМР	
6.7	Формирование балансовых групп в ИВК «Пирамида-сети»	Заказчик		В течение 7 рабочих дней с даты окончания СМР	
6.8	Оформление результатов выполненных работ	Подрядчик Заказчик	Акт приемки законченного строительством объекта рабочей комиссией	В течение 7 рабочих дней с даты окончания пусконаладочных работ	Приложение 3 к распоряжению ПАО «Россети» от 20.02.2015 №87р
7 Проведение испытаний					

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
7.1	Формирование программы и методики испытаний	Подрядчик	Программа и методика испытаний	В течение 5 рабочих дней с даты окончания ПНР	
7.2	Согласование программы и методики испытаний	Заказчик	Письмо о согласовании с указанием срока испытаний	В течение 5 рабочих дней с даты получения программы	
7.3	Организация проведение предварительных испытаний	Подрядчик	Акта рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуального испытания для комплексного опробования	В течение 5 рабочих дней с даты завершения испытаний	Приложение 1 к распоряжению ПАО «Россети» от 20.02.2015 №87р
7.4	Передача объектов в опытную эксплуатацию	Подрядчик	Акт приемки в опытную эксплуатацию	В течение 5 рабочих дней с даты завершения испытаний	
7.5	Проведение опытной эксплуатации	Подрядчик Заказчик	Протокол испытаний	В течении 5 рабочих дней с даты завершения опытной эксплуатации	
7.6	Передача площадки в промышленную эксплуатацию	Подрядчик Заказчик	Акт приемки в промышленную эксплуатацию; Акт приемки законченного строительством объекта приемочной комиссией (РС-14)	В течении 10 рабочих дней с даты завершения опытной эксплуатации	приложение 6 к распоряжению ПАО «Россети» от 20.02.2015 №87р
7.7	Оформление результатов приемочных испытаний (при необходимости)	Подрядчик	Справка о выполнении и стоимости работ (КС-2, КС-3)	В течение 10 рабочих дней с даты подписания акта приемки в промышленную эксплуатацию объекта	
7.8	Передача объекта на основные средства Заказчика (при необходимости)	Заказчик	Формы ОС-1 (ОС-3)	В течение 10 рабочих дней с даты подписания акта приемки в промышленную эксплуатацию объекта	В соответствии с учетной политикой Общества
8 Информационный обмен о показаниях приборов учета с ГП					

№ п.п.	Наименование мероприятий	Исполнитель	Документ	Срок	Примечание
8.1	Внесение информации о замененном приборе учета в программный комплекс по формированию объемов услуг по передаче электроэнергии	Заказчик	Изменение в карточку потребителя	В течении 3 рабочих дней с даты оформления акта допуска с потребителями	
8.2	Передача показаний расчетных приборов учета, установленных в результате учений, в ГП	Заказчик	Обходные листы, акты ввода в эксплуатацию	До 25 числа текущего месяца	

6 Порядок взаимодействия

Описание порядка взаимодействия приведено в приложениях 1-4 к Регламенту.

Приложение 1

Порядок проведения предпроектного обследования при модернизации интеллектуальных приборов учета электроэнергии

1 Этапы работ

Предпроектное обследование (далее – ППО) состоит из следующих этапов:

- 1) этап документального обследования;
- 2) этап визуального обследования (объектное обследование);

В результате выполнения ППО Заказчику представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц копии оригиналов документов, собранных в результате обследования Подрядчиками и пояснительная записка по ППО.

2 Особенности работы в действующих электроустановках

ППО в электроустановках Заказчика осуществляется в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24 июля 2013 года № 328н (далее - Правила).

Допуск на специальные объекты оформляется по согласованию с блоком безопасности Общества.

3 Документальное обследование

При проведении документального обследования Подрядчик должен собрать или изготовить следующую техническую документацию:

- полное название района электрических сетей, почтовый адрес, телефон и факс приемной, адрес электронной почты;
- адресные списки точек поставки с указанием марок существующих приборов учета и привязкой потребителей к ТП 6-20 кВ (линии 0,4 кВ), включая наименование и адрес объектов прочих собственников объектов электросетевого хозяйства, присоединенных к обследуемым объектам Общества (ВРУ, ВРЩ, ГРЩ, ТП, РП);
- документы о технологическом присоединении по юридическим лицам, а также потребителям-гражданам (при наличии).
- действующие акты проверки-замены приборов учета и актов ввода в эксплуатацию с потребителями;
- однолинейные схемы трансформаторных подстанций и линий электропередач, соответствующие требованиям СТО 56947007-25.040.70.101-2011 Правила оформления нормальных схем электрических соединений подстанций и графического отображения информации посредством ПТК и АСУ ТП, СТО 56947007-29.240.021-2009 Схемы распределения по трансформаторам тока и напряжения устройств информационно-технологических систем (ИТС). Типовые требования к оформлению, СТО 01.Б6.05 – 2019 Порядок управления технологическими схемами электроустановок 0,4-20 кВ, перечня установленных приборов учета, а также измерительных ТТ ТН;
- перечень оборудования, с помощью которого организованы существующие каналы связи на объекте.
- паспорта-протоколы ИИК по каждому объекту (при их наличии в сетевой организации);
- 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);

- однолинейные схемы сети 6-20 кВ обследуемой сети и поопорные электрические схемы 0,4 кВ, на которых обозначены точки учета Общества и потребителей электроэнергии. На схемах должны быть указаны:

- типы силовых трансформаторов;
 - полные (без сокращений) наименования отходящих присоединений;
 - границы раздела балансовой принадлежности (пунктиром);
 - типы точек учета и номера приборов учета: КУ (коммерческий учет) или ТУ (технический учет);
- данные по нагрузкам на присоединениях в дни проведения контрольных замеров (при наличии);
- перечни оборудования связи на объектах (если таковое имеется) и схемы размещения его на объектах и схемы его подключения от источников питания (основного и резервного);
- описание ячеек вводных и отходящих линий для подстанции каждой технической площадки.

Заказчик должен представить Подрядчику копии документов о технологическом присоединении потребителей, однолинейные и поопорные схемы, реестры потребителей и ТП для проведения работ с указанием границ балансовой принадлежности.

4 Визуальное обследование

Визуальное обследование проводится для уточнения данных по результатам документального обследования.

При наличии признаков неучтенного потребления (признаки перечислены в п. 5 приложения 3 к Регламенту), Подрядчик оформляет акт осмотра учета электроэнергии по утвержденной форме, который визируется представителями Заказчика и Подрядчика. Акт составляется в количестве экземпляров по числу лиц, принимавших участие в проверке, по одному для каждого участника. При отказе лица, принимавшего участие в проверке, от подписания акта, в нем указывается причина такого отказа. В акте осмотра указываются признаки наличия неучтенного потребления. По всем случаям неучтенного потребления, указанным в актах осмотра, Заказчик должен провести техническую проверку прибора учета для составления акта неучтенного потребления.

В ходе визуального обследования предоставленные документы сверяются с реальным состоянием и дополняются недостающими данными.

Визуальное обследование производится методом визуальных наблюдений, путем фотографирования (при этом фотографии включаются в отчет) и, при необходимости, бесконтактным измерением здания объектов, габаритов и размеров оборудования и ячеек.

Проведение визуального обследования предусматривает:

- определение натурального соответствия реальным условиям переданных Заказчиком поопорных и однолинейных схем электрических сетей 6-10 и 0,4 кВ;
- идентификацию фактического наличия потребителей из реестра, переданного Заказчиком;
- установление соответствия фактического монтажа оборудования и полученной документации (компоновка, схемы 0,4, 6, 10, 20 кВ, диспетчерское наименование присоединения);
- оценку технического состояния приборов учета, измерительных трансформаторов, оборудования телемеханики и связи, коммутационной аппаратуры визуальным осмотром (надежность крепления; маркировка контактов, клеммных колодок; отсутствие (наличие) внешних повреждений корпуса).

5 Оформление отчета

В результате выполнения ППО Заказчику представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц копии собранных и составленных в результате обследования Подрядчиками оригиналов документов и пояснительная записка.

Отчеты о ППО оформляются в двух экземплярах на бумажном носителе и в электронном виде (один вариант с возможностью редактирования), при этом текстовую и графическую части рабочей документации представить в стандартных форматах MS Office, Visio, AutoCAD, второй вариант электронной версии отчета должен создаваться в формате PDF).

Содержание пояснительной записки должна содержать следующие разделы (дополнительные разделы могут быть по согласованию между Заказчиком и Подрядчиком):

- 1) описание для каждой технической площадки (длина линии, адреса потребителя, электрический (сетевой) адрес количество точек учета электроэнергии, наличие приборов учета с указанием типа и номера прибора учета);
- 2) перечень и характеристики силовых трансформаторов на каждом объекте;
- 3) характеристика измерительных трансформаторов для каждого объекта;
- 4) схем топологии существующей электрической сети 0,4, 6-10 кВ с указанием типа опор (бетон/дерево) и сети передачи данных;
- 5) предложения по использованию различных технологий для организации каналов связи на технической площадке;
- 6) фотоматериалы визуального обследования.

В текст пояснительной записки при описании каждого объекта включаются таблицы, содержанием которых являются технические характеристики оборудования.

В разделе «Описание для каждой технологической площадки» описывают характеристику линии 6-20 или 0,4 кВ, количество энергопринимающих устройств, с указанием отсутствия и/или наличия измерительного комплекса электроэнергии, тип, марка прибора учета и измерительных трансформаторов, схемы включения, количество вводов, требующих замену на провод СИП, предварительное определение использования типовых технических решений с указанием для них линейных величин СИП.

В разделе «Перечень и характеристики силовых трансформаторов на каждом объекте» приводят данные по силовым трансформаторам.

В разделе «Характеристика измерительных трансформаторов» приводят данные по измерительным трансформаторам тока и напряжения, места установки, класс точности и т.п..

Отчеты о ППО каждого объекта, согласованные ответственным лицом (представителем) Заказчика соответствующего РЭС, передаются Заказчику с сопроводительным письмом.

Приложение 2

Порядок организации проектирования интеллектуального учета электроэнергии

1 Требования к составу проектной документации

Состав и содержание проектной документации на организацию интеллектуального учета электроэнергии включает технический проект и рабочую документацию.

В состав технического проекта должны входить:

- 1) структурная схема организации интеллектуальной системы учета электроэнергии;
- 2) пояснительная записка, включающая:
 - общие положения;
 - описание процесса деятельности;
 - мероприятия по подготовки ИСУЭ к вводу в действие;
 - технические решения по монтажу, способам и режимам связи между компонентами ИСУЭ из предоставленного оборудования;
 - расчет предельной погрешности измерительных комплексов учета электроэнергии;
 - выбор измерительных трансформаторов, включая выбор коэффициентов трансформации, режимов работы в соответствии с требованиями технической документации и руководства по эксплуатации
 - расчет количества измерительных каналов ИСУЭ;
 - расчет входных и выходных сигналов ИСУЭ;
- 3) схема функциональной структуры
- 4) описание организационной структуры для эксплуатации создаваемой ИСУЭ;
- 5) проектная оценка надежности создаваемой ИСУЭ;
- 6) технические решения при монтаже приборов учета, УСПД, коммутационных аппаратов, питающих цепей.

В состав рабочей документации входят:

- 1) рабочие чертежи, предназначенные для производства строительных и монтажных работ;
- 2) эскизные чертежи общих видов нетиповых изделий по ГОСТ 21.114;
- 3) спецификации оборудования, изделий и материалов по ГОСТ 21.110;
- 4) однолинейная электрическая схема с указанием выбранного оборудования, включающая схемы соединения коммутационных аппаратов, приборов учета, УСПД, измерительных трансформаторов в соответствии с требованиями нормативной и технической документации, руководств по эксплуатации применяемого оборудования, с учетом предоставленных исходных данных;
- 5) однолинейная схема технической площадки (фидер 6-10 или 0,4 кВ) с указанием адресов потребителей, типа монтируемых измерительных трансформаторов и приборов учета;
- 6) перечень элементов комплектации шкафов учета;
- 7) однолинейные схемы шкафов учета с отображением расположения и схем соединения компонентов интеллектуальной системы учета;
- 8) схемы соединения внешних проводок шкафов учета;
- 9) схемы подключения приборов учета;
- 10) спецификация используемого оборудования и материалов;
- 11) схема подключения потребителей к ТП с указанием мощности силовых трансформаторов ТП;
- 12) сметная документация по установленным формам.

2 Требования к составу эксплуатационной документации

В состав эксплуатационной документации должны входить:

- 1) ведомость эксплуатационных документов;
- 2) перечень входных данных;
- 3) перечень выходных данных;
- 4) технологическая инструкция обслуживающего персонала;
- 5) руководство пользователя на программное обеспечение и компоненты интеллектуальной системы учета электроэнергии;
- 6) инструкции по эксплуатации;
- 7) формуляры компонентов интеллектуальной системы учета электроэнергии;
- 8) регламент обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации;
- 9) регламент 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;
- 10) регламент обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры при выводе его из эксплуатации.

Приложение 3

Порядок организации строительно-монтажных работ при модернизации интеллектуальных приборов учета электроэнергии

1 Порядок проведения работ

В ходе проведения работ все взаимодействие с потребителями осуществляется представителями Заказчика.

В случае противодействия Потребителя проведению работ, а также воспрепятствования доступу персонала Подрядчика к объекту установки, запрещается применение силовых методов для обеспечения доступа на территорию лица. В таких случаях Заказчик организует присутствие двух незаинтересованных свидетелей, при участии которых оформляется акт о недопуске по утвержденной форме.

Перед проведением работ Заказчик (при необходимости) оформляет доверенности персоналу Подрядчика с правом оформления от лица Заказчика документов, оформляемых при производстве работ.

В случае, когда собственник отсутствует или препятствует проведению работ, представители Подрядчика уведомляют о данном факте Куратора работ от Заказчика, который в течение рабочего дня (смены) должен организовать допуск бригады Подрядчика к работам, при этом представители Подрядчика вправе перейти на следующий объект. При недопуске по истечении указанного времени представители Заказчика оформляют акт о недопуске и направляют Потребителю способом, позволяющим подтвердить факт получения.

Порядок проведения работ при выявлении отключенных энергопринимающих устройств потребителей, а также в случае отсутствия допуска на объекты для проведения работ приведен в приложении №2 к настоящему Порядку.

Информация по форме Реестра потребителей, с признаками неучтенного потребления электроэнергии с актом осмотра и файлами фото- и видеофиксации неучтенного потребления по каждой точке ежедневно передается ответственным персоналом Подрядчика ответственному представителю Заказчика для организации мероприятий по оформлению актов неучтенного потребления электроэнергии по выявленным фактам.

Перед началом работ по монтажу приборов учета стороны соответствующего договора (Заказчик и Подрядчик) назначают ответственных лиц и в течение 10 календарных дней с момента заключения договора в письменном виде направляют второй стороне перечень ответственных лиц.

От лица Заказчика по каждому РЭС, где планируется производство работ, в установленном порядке назначается¹:

- перечень лиц для оказания консультативной поддержки по разъяснению или представления информации о количестве потребителей и характере электропотребления, электрических схемах и прочего;
- лицо от аппарата управления филиала / ПО, назначенное для решения проблемных вопросов, возникающих в процессе монтажных работ (Куратор Заказчика), с указанием номера мобильного телефона;
- лицо, обеспечивающее взаимодействие с Подрядчиком по оформлению от имени Заказчика предусмотренной договором документации;
- перечень представителей от Заказчика в состав комиссии по приемке строительной части объекта (подписания актов технической готовности электромонтажных работ);
- перечень представителей от Заказчика в состав рабочей комиссии по приемке объекта в опытную и промышленную эксплуатацию.

От лица Подрядчика назначается:

- лицо, обеспечивающее взаимодействие с Заказчиком по организации производства работ и оформлению предусмотренной договором документации (ответственный руководитель работ Подрядчика), с указанием номера мобильного телефона;
- перечень ответственных за качество и выполнение работ с закреплением их по местам производства работ (фидер 10 кВ, ТП, населенный пункт), с указанием номеров мобильных телефонов (ответственные производители работ и лица, ответственные за строительный контроль);
- лицо (диспетчер Подрядчика), осуществляющее взаимодействие с Заказчиком по согласованию плана подготовки рабочего места и допуску бригад к выполнению работ, приему и обработке заявок, связанных с вопросами охраны труда, выявленных замечаний, вызванных некачественным выполнением работ.

2 Комплекс мероприятий по организации безопасного проведения работ

Работы в действующих электроустановках должны проводиться по наряду-допуску, распоряжению, перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, в строгом соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, инструкциями по охране труда, технологическими картами по каждому виду работ.

Командированный персонал по прибытии на место командировки должен пройти вводный и первичный инструктаж по электробезопасности, ознакомиться с электрической схемой и особенностями электроустановки, в которой предстоит работать.

Подготовка рабочего места и допуск бригады к работам осуществляются во всех случаях работниками Заказчика. В случае проведения работ в электроустановке, принадлежащей Потребителю, допуск должен осуществлять потребитель или его законный представитель

Работы по установке, замене, проверке приборов учета электроэнергии производится на правах командированного персонала бригадой по наряду-допуску или распоряжению.

При выполнении работ персонал должен использовать исправный и испытанный комплект ручного изолированного инструмента и средств защиты, а также приборы мониторинга и контроля работоспособности приборов учета и правильности схем их подключения.

Кроме этого персонал должен иметь при себе:

- служебное удостоверение личности.
- удостоверение о проверке знаний согласно действующим правилам.
- бланки актов осмотра приборов учета (выдаются Заказчиком);
- бланки актов технической готовности электромонтажных работ на ТП (выдаются Заказчиком);
- бланки актов о недопуске к приборам учета (выдаются Заказчиком);
- монтажные ведомости;
- номерные одноразовые индикаторные пломбировочные устройства (пломбы, наклейки, пломбировочную леску) для защиты измерительного комплекса от несанкционированного доступа сторонних лиц (при необходимости выдаются Заказчиком);
- инструкцию по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве;
- письмо о допуске персонала Подрядчика на объекты Заказчика в качестве командированного;
- бланк реестра потребителей, с признаками неучтенного потребления электроэнергии по утвержденной форме.

Для обеспечения доказательной базы, при выявлении нарушений, работники должны быть обеспечены средствами фото- и видеотекстовой фиксации.

3 Последовательность действий при согласовании графика выполнения работ

Подрядчик в целях своевременного согласования с Заказчиком детального графика

отключений на следующий месяц направляет в его адрес проект соответствующего графика не позднее 15 дней до проведения работ в электронном виде.

Детальный график отключений на следующий месяц должен быть согласован между Подрядчиком и Заказчиком не позднее чем за 10 календарных дней до проведения работ и подписан обеими сторонами.

Подрядчик перед производством работ согласовывает с Заказчиком укрупненный долгосрочный график производства работ (ежемесячный – если договором предусмотрен срок реализации более одного года, еженедельный – если срок реализации договора не превышает один год) с указанием количества бригад, достаточного для выполнения запланированного объема работ в соответствии с графиком.

Подрядчик еженедельно, не позднее 14:00 в пятницу недели, предшествующей планируемому периоду производства работ, на основании укрупненного долгосрочного графика производства работ, согласовывает с Заказчиком еженедельный график производства работ на следующую неделю по каждой ТП. График должен содержать информацию о наименованиях объектов (ПС, фидер 10 кВ, ТП, населенный пункт), где планируется производить работы, с указанием по каждому объекту мастера и наименования бригад и количество работников, привлеченных к выполнению работ. Заказчик со своей стороны указывает перечень допускающих от РЭС с закреплением их по местам производства работ (фидер 10 кВ, ТП, населенный пункт).

По итогам проведенной работы еженедельный график производства работ по согласованию с лицом, выдающим наряд-допуск (распоряжение), может быть уточнен, для чего представитель Подрядчика не позднее 14:00 дня, предшествующего рабочему, направляет скорректированный план работ на следующий день. Заказчик (лицо, выдающее наряд) полностью или частично согласовывает план работ на следующий день до 17:00 дня (иного времени, соответствующего окончанию рабочего дня в соответствии с утвержденным в филиале графиком рабочего времени), предшествующего рабочему. В случае полного либо частичного не согласования, Заказчик аргументированно информирует об этом Подрядчика.

Заказчик на основании еженедельного графика производства работ, с учетом возможных корректировок обеспечивает:

- срок до 17:00 (иного времени, соответствующего окончанию рабочего дня в соответствии с утвержденным в филиале графиком рабочего времени) дня, предшествующего рабочему, в соответствии с Правилами по ОТ и ТБ организацию выполнения работ (оформления работ нарядом-допуска и распоряжением);
- в срок до 8:00 подготовку рабочего места и допуск Подрядчика к работе;
- оформление завершения работы не позднее 17:00 (иного времени, соответствующего окончанию рабочего дня в соответствии с утвержденным в филиале графиком рабочего времени) и ввод объекта в работу.

Подрядчик на основании выданного задания на производство работ (наряд-допуск, распоряжение) обеспечивает:

- прибытие бригад на место производства работ и допуск к работам не позднее 8:00 каждого рабочего дня;
- завершение работ и закрытие наряда допуска (оформление окончания работ) не позднее 17:00 (иного времени, соответствующего окончанию рабочего дня в соответствии с утвержденным в филиале графиком рабочего времени).

4 Порядок передачи демонтированного оборудования

При проведении строительно-монтажных работ передача демонтированного оборудования, находящегося в собственности Заказчика, осуществляется на основании актов приема-передачи демонтированного оборудования учета электрической энергии, оформленных Подрядчиком по утвержденной форме и подписанных Заказчиком.

При проведении строительно-монтажных работ передача демонтированного оборудования,

находящегося в собственности потребителя, осуществляется на основании актов приема-передачи демонтированного оборудования учета электрической энергии, оформленных Подрядчиком с участием потребителей, организаций-представителей потребителей по утвержденной форме и подписанных потребителями, организациями – представителями потребителей. Один экземпляр оригинала акта передачи оборудования потребителю передается потребителю, второй – представителю Заказчика не позднее следующего дня от даты составления акта. В случае, когда потребитель (собственник оборудования, подлежащего демонтажу) отсутствует или препятствует проведению работ, представители Подрядчика уведомляют о данном факте Куратора работ от Заказчика, который в течение рабочего дня (смены) должен организовать допуск бригады Подрядчика к работам, при этом представители Подрядчика вправе перейти на следующий объект. При недопуске по истечении указанного времени представители Заказчика оформляют акт о недопуске и направляют Потребителю способом, позволяющим подтвердить факт получения акта о недопуске.

5 Последовательность действий при выявлении фактов (признаков) неучтенного электропотребления

По прибытии на рабочее место Производителю работ необходимо:

- осмотреть ответвление от питающей линии – наличие розеток, лестниц на опорах ВЛ или лестниц под изоляторами ввода в дом, наличие проколов и зачисток изоляции указывают на признаки неучтенного электропотребления;
- при воздушном вводе в строение проверить наличие контактных электрических соединений «набросов» на ВЛ-0,4 кВ до приборов учёта электроэнергии;
- при кабельном вводе в строение – устройство ввода до приборов учёта электроэнергии, контактные соединения;

Перед началом работ представитель Заказчика должен вызвать Потребителя (его уполномоченного представителя), разъяснить цель выполнения работ, предъявить служебное удостоверение личности и удостоверение о проверке знаний.

В случае проведения работ по установке прибора учета, взамен прибора учета, принадлежащего потребителю, и установленного в РУ-0.4 кВ ТП, либо на опоре ВЛ, фасаде объекта потребителя, необходимо:

- а) осмотреть вводное устройство до приборов учета, с целью определения признаков неучтенного использования электроэнергии, целостность номерных одноразовых индикаторных пломбировочных устройств (пломб, наклеек), целостность корпуса, пломбировочной коробки или панели (оргстекло и т.п.) для опломбирования;
- б) провести визуальную проверку измерительного комплекса учета электроэнергии с соблюдением всех мер безопасности с составлением акта осмотра прибора учета.

При обнаружении признаков неучтенного потребления должен быть вызван представитель Заказчика для составления акта о неучтенном потреблении электроэнергии.

На этапе от исполнения монтажных работ до момента оформления акта допуска в эксплуатацию (проверки, замены) прибора учета подтверждением факта установки прибора учета, в случае его физической утраты в этот период, служат надлежащим образом составленные акты допуска приборов учета в эксплуатацию, подписанные со стороны представителей Заказчика.

По результатам проверки приборов учета у потребителей оформляется акт осмотра учета электроэнергии по утвержденной форме, который подписывается представителями Заказчика и Подрядчика. Акт составляется в количестве экземпляров по числу лиц, принимавших участие в проверке. При отказе лица, принимавшего участие в проверке от подписания акта, в нем указывается причина такого отказа. В акте осмотра указываются признаки наличия неучтенного потребления.

По факту выявленных признаков неучтенного потребления электрической энергии персонал Подрядчика, выполняющий работы, заполняет Реестр потребителей с признаками осуществления неучтенного потребления электроэнергии по утвержденной форме и передает своему куратору от

Заказчика вместе с заполненными актами осмотра для организации мероприятий по составлению актов неучтенного потребления электроэнергии по выявленным фактам. По всем случаям выявленных признаков неучтенного потребления, указанным в актах осмотра, Заказчик должен провести техническую проверку прибора учета и составить акт неучтенного потребления (при подтверждении факта неучтенного потребления).

6 Проведение строительно-монтажных работ

Заказчик обязан провести разъяснительную работу (СМИ, официальный сайт, размещение объявлений на домах, в РЭС и участках ГП, уведомление администраций населенных пунктов) о проведении работ за 10 рабочих дней до начала проведения работ.

При выполнении монтажных работ у потребителей, ввод в дом которых выполнен кабелем с подземной прокладкой, допускается замена прибора учета электроэнергии без замены питающего кабеля по согласованию с Заказчиком.

После выполнения строительно-монтажных работ, демонтированное оборудование и материалы подлежат передаче собственнику по следующей схеме:

- ответственный представитель Заказчика определяет балансовую принадлежность демонтированных материалов и оборудования;
- для оборудования и материалов, находящихся на балансе Заказчика, Подрядчику необходимо составить акт передачи демонтированного оборудования и материалов в двух экземплярах и передать демонтированные приборы в РЭС по данному акту;
- для оборудования и материалов, находящихся на балансе потребителя, Подрядчику необходимо составить акт передачи в свободной форме и передать материалы и оборудование потребителю. При демонтаже приборов учета, находящихся на балансе потребителей, обязательно выполнять фотофиксацию показаний.

При этом подписанные акты передачи прикладываются к исполнительной документации. Нумерация актов передачи в РЭС должна быть сформирована по следующему принципу: наименование технической площадки/номер акта по порядку (в рамках данной площадки). Демонтированное оборудование и материалы передаются в РЭС после выполнения работ в объеме конкретного населенного пункта.

При выполнении работ Подрядчику необходимо проконтролировать правильность присоединения приборов учета электроэнергии для целей формирования баланса электрической энергии и мощности, которое должно быть выполнено с учетом их работы в следующих режимах:

- «приём» - поток мощности (энергии), направленный к шинам того класса напряжения, к измерительному трансформатору напряжения (далее - ТН) которого подключены цепи напряжения прибора учета;
- «отдача» - поток мощности (энергии), направленный от шин того класса напряжения, к ТН которого подключены цепи напряжения прибора учета.

При отсутствии на шинах ТН (шины 0,4 кВ), подключение приборов учета электроэнергии, учитывающие поток мощности (энергии) к шинам силовых трансформаторов необходимо выполнять в режиме «прием», а направление от шин - на отдачу.

Приборы учета электроэнергии, устанавливаемые вне подстанций 6-10 кВ и выше на границе балансовой принадлежности с потребителями следует подключить в режиме «прием» относительно энергопринимающих устройств потребителей.

Классы точности приборов учета, измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ), ТН, входящих в состав измерительных комплексов, учитывающих количество электроэнергии на «прием» и «отдачу», должны быть одинаковы.

По завершении строительно-монтажных и пуско-наладочных работ на трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ Подрядчик отражает фактическое состояние точек измерения и параметры установленного оборудования на ТП или технологической площадке в целом в монтажной ведомости с учетом нормативно-справочной информации (далее - НСИ). Монтажная ведомость

передается в РЭС с приложением перечня всех абонентов на данной ТП и проектом акта технической готовности электромонтажных работ для выполнения приемки выполненных монтажных работ представителями ПО/РЭС.

7 Оформление результатов строительно-монтажных работ

Ответственность за своевременную и полную проверку объема и качество выполненных строительно-монтажных работ несет начальник/главный инженер РЭС Заказчика.. По результатам проверки формируется акт технической готовности электромонтажных работ (далее – АТГЭР) по утвержденной форме за подписью начальника/главного инженера РЭС и уполномоченных представителей Подрядчика, выполнивших строительно-монтажные работы.

Замечания к выполненным строительно-монтажным работам, а также подтвержденная информация о необходимости корректировки перечня точек учета (если таковая имеется), отражается в АТГЭР. Замечания формируются однократно. Об устранении замечаний Подрядчик информирует Заказчика.

8 Проведение пусконаладочных работ

При проведении пусконаладочных работ Подрядчик должен организовать удаленный сбор данных с установленных на технической площадке приборов учета электроэнергии. По мере завершения пусконаладочных работ, Подрядчик уведомляет Заказчика о своей готовности приступить к предварительным испытаниям площадки с указанием даты начала таких испытаний.

Вместе с уведомлением Подрядчик предоставляет комплект документации по данной площадке: надлежаще оформленные Заказчиком акты допуска приборов учета в эксплуатацию, паспорта (формуляры) на установленное оборудование, протоколы проведенных испытаний, в том числе в электронном виде.

Не позднее дня, следующего за днем получения уведомления, рабочая комиссия начинает:

- проверку сданной документации,
- удаленный мониторинг технической площадки с ИВК «Пирамида-сети» Заказчика для оценки соответствия полноты и достоверности получаемых данных требованиям технического задания.

9 Порядок допуска в эксплуатацию приборов учета

Под допуском прибора учета в эксплуатацию в настоящем документе понимается 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 (мощность), и которая завершается документальным оформлением результатов допуска.

Допуск прибора учета в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями пп. 152-154 Основных положений функционирования розничных рынков электроэнергии.

Подрядчик уведомляет Заказчика о дате завершения строительно-монтажных работ и готовности к вводу приборов учета в эксплуатацию и готовит заполненные шаблоны актов допуска в эксплуатацию с предварительным заполнением необходимых полей. Пример заполнения шаблона приведен в приложении 1 к настоящему Порядку.

Заказчик обеспечивает направление уведомления о прибытии по адресу места установки прибора учета на процедуру допуска прибора учета в эксплуатацию:

- потребителю;
- гарантирующему поставщику (далее - ГП).

Направление уведомления Потребителям осуществляется в соответствии с условиями заключенных договоров, в том числе следующими способами:

1) Посредством заказного письма ФГУП «Почта России» за 5 рабочих дней до планируемой даты допуска приборов учета в эксплуатацию. В теме письма требуется указать: «Приглашение на процедуру допуска прибора учета в эксплуатацию».

2) Посредством направления смс-уведомления, воспользовавшись услугами оператора связи. Результатом рассылки должен быть электронный документ, заверенный оператором, подтверждающий отправку сообщения на конкретный номер, содержащий информацию о содержании сообщения. В теме сообщения требуется указать: «Приглашение на процедуру допуска прибора учета в эксплуатацию».

Допускается направление уведомления представителям ГП и Потребителя нарочно, с обязательным получением отметки о дате и номере входящего письма.

В уведомлении в отношении каждой точки поставки указывается:

- местонахождение энергопринимающих устройств, в отношении которых установлен прибор учета, допуск в эксплуатацию которого планируется осуществить;
- предлагаемые дата и время проведения процедуры допуска прибора учета в эксплуатацию;
- контактные данные представителя Заказчика, включая номер телефона приемной РЭС;
- класс точности, тип прибора учета и измерительных трансформаторов (при их наличии).

В установленную дату осуществляется допуск прибора учета в эксплуатацию. В случае неявки потребителя, прибор учета в эксплуатацию допускается с участием представителей ГП и Заказчика. В случае неявки в указанные дату и время Потребителя и ГП, прибор учета допускается в эксплуатацию Заказчиком. Если Потребитель предлагает иную дату допуска, то представители Заказчика (без присутствия Подрядчика) обязаны прибыть в установленную Потребителем дату, с целью допуска прибора учета в эксплуатацию.

Представитель Заказчика при себе обязан иметь пломбировочный материал. Допускается использование бланков актов допуска с предварительным заполнением необходимых полей.

При оформлении акта допуска прибора учета в эксплуатацию заполняется информация в бланке по двум приборам учета:

- установленный прибор учета;
- демонтированный прибор учета потребителя при этом поля, требующие допуска к прибору учета (визуальный осмотр, замеры, наличие пломб и т.п. отметить поля, которые не проверялись).

Подрядчик передает Заказчику проекты актов допуска с предварительно заполненными полями (на примере приложения 1 к настоящему порядку). Поля, требующие допуска к прибору учета в эксплуатацию, в обязательном порядке должны быть заполнены, в остальных полях ставится прочерк (визуальный осмотр, замеры, наличие пломб и наклеек, которые не проверялись).

Копии актов допуска Заказчик передает присутствующим представителям ГП и Потребителя (в случае их неявки – направляет) копии актов допуска в адрес ГП и Потребителю способом, подтверждающим факт отправки уведомления.

При отказе потребителя от допуска прибора учета в эксплуатацию, представители Заказчика фиксируют этот факт в акте допуска прибора учета в эксплуатацию.

При допуске прибора учета только представителями Подрядчика и/или Заказчика к сопроводительному письму о направлении акта допуска необходимо прикладывать копии почтовых квитанций о направлении заказного письма Потребителю с отметкой о его получении на допуск прибора учета эксплуатацию и копию почтовой квитанции о приглашении представителя ГП (если это производилось через почту).

В случае отсутствия возможности доставки потребителям Заказных писем по адресу места установки прибора учета (присоединения: дачные участки, гаражи, бани, скважины и к ним приравненные), Заказчик самостоятельно выполняет взаимодействие с потребителями и допуск приборов учета в эксплуатацию.

Акт допуска прибора учета в эксплуатацию считается надлежаще оформленным со стороны Заказчика, если в них заполнены поля, указанные в приложении 1 к настоящему Порядку.

Заказчик в течение трех рабочих дней с даты оформления акта допуска прибора учета в эксплуатацию должен отразить информацию о замененном приборе учета в программном комплексе по формированию объемов услуг по передаче электроэнергии.

Приложение 1
к Порядку организации строительно-монтажных работ при модернизации интеллектуальных
приборов учета электроэнергии

АКТ № 721

допуска (замены, проверки) расчетных приборов учета в эксплуатацию
в электроустановках напряжением выше 1000 В

1. Представители Исполнителя (ИО, должность) Зианов Зиан Зиорович, начальник
суд суд суд
инженер суд суд суд


в присутствии Потребителя (представителя Потребителя, ФИО, должность) в Андрей

Средоборюч, главный энергетик ООО "Солоз" составили настоящий акт о том, что произведен допуск, замена и (или) проверка схем приборов учета электроэнергии на объекте (наименование, фактический адрес) ООО "Солоз", ст. Динская 2, ул. Ленинская

форма проверки: ☐ визуальный осмотр, ☒ инструментальная проверка.

основание для проверки
2. Договор № 2305

3. Характеристики приборов учета, измерительных трансформаторов:

Данные прибора учета		Точка учета № <u>4</u> (место установки)		Точка учета № _____ (место установки)	
		PS-10xВ, 5КПД 90-7 ?			
		Не допущен	Допущен	Не допущен	Допущен
Заводской номер			080311 ?		
Тип			09У-4ТМ.03М.01		
Класс точности			0,5S/1,0		
Постоянная прибора учета			5000		
Ток, А			5(10)		
Напряжение, В			3х(67,7-115) / (100-200)		
Дата поверки			I-2019		
Дата следующей поверки			IV-2020		
Коэффициент ТТ			20		
Коэффициент ТН			100		
Коэффициент учета			2000		
Показания кВт*ч	Суммарные		920,05		
	Тариф 1				
	Тариф 2				
	Тариф 3				
Тип трансформаторов тока			ТНМ-10		
Фаза «А»	заводской №		12151		
	дата поверки		II-2018		
	дата следующей поверки		I-2022		
	класс точности		0,5		
Фаза «В»	заводской №		12152		
	дата поверки		II-2018		
	дата следующей поверки		I-2022		
	класс точности		0,5		
Фаза «С»	заводской №		12153		
	дата поверки		II-2018		
	дата следующей поверки		I-2022		
	класс точности		0,5		
Тип трансформаторов напр.			НТМЛ-10-66		
Фаза «А»	заводской №		1024		
	дата поверки		III-2018		
	дата следующей поверки		II-2026		
	класс точности		0,5		
Фаза «В»	заводской №		1024		
	дата поверки		III-2018		
	дата следующей поверки		II-2026		
	класс точности		0,5		
Фаза «С»	заводской №		1024		
	дата поверки		III-2018		
	дата следующей поверки		II-2026		
	класс точности		0,5		

4. Характеристики знаков визуального контроля, контрольных пломб, антимагнитных пломб:

Место установки	Точка учета № 4 (место установки)		Точка учета № (место установки)	
	04-10кВ, БКПТ 2-7-18			
	тип, № знаков визуального контроля			
	на начало проверки	установленных	на начало проверки	установленных
Прибор учета (клеммная крышка)	100321	233722		
Визуальные знаки вх. контроля	151320	151320		
Визуальные знаки вх. контроля	44*012731	44*012731		
Антимагнитные пломбы	850321	728250		
Клеммники ТТ				
Дверцы камер цепей ТТ	415808	233723		
Дверцы камер цепей ТН (ВН, НН)	415809	233724		
Привода ТН	415810	233725		
Крышки переходных коробок	415811	233726		

Результаты проверки, инструментальная проверка проводилась приборами мониторинга (тип, номер, дата поверки): Энергомонитор-3.3У, № 728, 15.04.2019

Замеры по фазам А; В; С		начало проверки	окончание проверки	начало проверки	окончание проверки
А	Ток (А)		0,25		
	Напряжение (В)		58,5		
	Коэффициент мощности (cos φ)		0,90		
	Мощность фактическая (Вт)		13,01		
	Мощность по прибору учета (Вт)		13,01		
В	Ток (А)		0,24		
	Напряжение (В)		58,6		
	Коэффициент мощности (cos φ)		0,90		
	Мощность фактическая (Вт)		12,65		
	Мощность по прибору учета (Вт)		12,65		
С	Ток (А)		0,25		
	Напряжение (В)		58,5		
	Коэффициент мощности (cos φ)		0,90		
	Мощность фактическая (Вт)		13,18		
	Мощность по прибору учета (Вт)		13,16		
Погрешность измерительного комплекса в целом, %			-0,47		

5. Дополнительные сведения о состоянии приборов учета, измерительных трансформаторов:

6. Приложения (фото-видео и другие): Фото № 1-10

7. Заключение (о допуске, необходимые мероприятия, перечень работ): Схема учета электрической энергии проверена, и расчеты выполнены.

Уведомление: Нарушение контрольных пломб, знаков визуального контроля или срабатывание индикаторов антимагнитных пломб является в соответствии с Законодательством РФ вмешательством в работу прибора учета, при этом такой прибор учета считается вышедшим из строя. Объем потребления электрической энергии (мощности), по такому прибору учета будет определяться расчетным способом в соответствии с нормами действующего Законодательства РФ.

8. Настоящий Акт составлен в 2-х (или более —) экземплярах, один из которых вручен потребителю (представителю Потребителя).

Представители Исполнителя

(подпись, ФИО)

Потребитель (представитель Потребителя)

(подпись, ФИО)
(подпись, ФИО)

АКТ № 750

допуска (замены, проверки) расчетных приборов учета в эксплуатацию в электроустановках напряжением до 1000 В

1. Представители Исполнителя (ФИО, должность)

Электромонтер СРЭС

Сергей Александрович, УРРБ СРЭС

в присутствии Потребителя (представителя Потребителя, ФИО, должность)

Васильев

У

составили настоящий акт о том, что произведен допуск, замена и (или) проверка схем приборов учета электроэнергии на объекте (наименование, технический адрес)

ул. Мира 5, КТП ТД-5-35, ВЛ-0,4кВ ЛН-2, опора №

форма проверки: ☐ визуальный осмотр, ☒ инструментальная проверка.

основание для проверки

ЛПН - график

2. Договор 2305

3. Характеристики приборов учета, измерительных трансформаторов:

Данные прибора учета		Точка учета № (ТП № <u>35</u> , РП № <u>—</u> , Линия № <u>2</u> , Опора № <u>—</u>)		Точка учета № (ТП № <u>—</u> , РП № <u>—</u> , Линия № <u>—</u> , Опора № <u>—</u>)	
		Не допущен	Допущен	Не допущен	Допущен
Заводской номер		<u>380-113</u>			
Тип		<u>Меркурий 2015</u>			
Класс точности		<u>1,0</u>			
Постоянная прибора учета		<u>3200</u>			
Ток, А		<u>5(60)</u>			
Напряжение, В		<u>230</u>			
Дата поверки		<u>7-2018</u>			
Дата следующей поверки		<u>7-2034</u>			
Коэффициент учета		<u>1</u>			
Показания, кВт*ч	Суммарные	<u>00315,5</u>			
	Тариф 1	<u>—</u>			
	Тариф 2	<u>—</u>			
	Тариф 3	<u>—</u>			
Тип трансформаторов тока					
Фаза «А»	заводской №				
	дата поверки				
	дата следующей поверки				
	класс точности				
Фаза «В»	заводской №				
	дата поверки				
	дата следующей поверки				
	класс точности				
Фаза «С»	заводской №				
	дата поверки				
	дата следующей поверки				
	класс точности				
Данные по вводу		<u>Открыто</u>			
Тип / сечение вводного провода		<u>СИП 2х16/16 мм²</u>			
Вводное устройство, тип/ток		<u>ВАЛТ-25/25 А</u>			
Характеристики знаков визуального контроля, контрольных пломб, антимагнитных пломб:					
Место установки		тип, № знаков визуального контроля			
		на начало проверки	установленных	на начало проверки	установленных
Вводное устройство		<u>320715</u>	<u>пломба нарушена</u>		
Прибор учета (клеммн. крышка)		<u>Контрольная</u>	<u>пломба отсутствует</u>		
Антимагнитные пломбы		<u>КЭ 015300</u>			
Антимагнитные пломбы		<u>—</u>			
Визуальные знаки вх. контроля		<u>121410</u>			
Визуальные знаки вх. контроля		<u>14*015321</u>			
Крышки переходных коробок		<u>—</u>			
Измерительные трансформаторы	Фаза «А»				
	Фаза «В»				
	Фаза «С»				

4. результаты проверки, инструментальная проверка проводилась приборами мониторинга (тип, номер, дата поверки): СЭ-601-05, № 716329, 17.03.2019

Выполненные измерения точек учета № _____ и № _____ заполняются через /:

№ п/п	Измеряемые параметры	Фаза «А»	Фаза «В»	Фаза «С»	Суммарное значение
1.	Ток, А	26 /	/	/	/
2.	Напряжение, В	228 /	/	/	/
3.	Cos φ	0,87 /	/	/	/
4.	Фактическая мощность, кВт	0,5 /	/	/	/
5.	Время 1 об.(imp)/с.	2,3	/		
6.	Расчетная суммарная мощность, кВт	0,5	/		
7.	Погрешность, %	-0,32	/		

5. Место установки ПУ (заполняется значком «V» слева от позиции):

информация о месте установки прибора учета:									
ВПУ		на опоре ВЛ	<input checked="" type="checkbox"/>	внутри помещения		в ТП 10(6)/0,4 кВ			

6. Выявленные недостатки (заполняется значком «V» слева от позиции):

прибор учета		трансформаторы тока (ТТ)	
	срок поверки истек		срок поверки истек
✓	пломба поверки отсутствует		пломбы поверки отсутствуют
	контрольная пломба отсутствует		контрольные пломбы ТТ отсутствуют
	не соответствуют заданному классу точности		ТТ не соответствуют нагрузке
	прибор учета не закреплён		занижено сечение проводов вторичных цепей
	на вводном проводе имеются скрутки		вторичные цепи учета имеют повреждения

7. Иные недостатки:

8. Необходимые мероприятия по устранению недостатков (заполняется значком «V» слева от позиции):

ввод до прибора учета выполнить самонесущим цельным изолированным проводом сечением	установить (заменить) испытательный блок вторичных цепей учета с возможностью его опломбирования
установить вводной автомат в соответствии с техническими условиями I ном. А	установить поверенные ТТ класса точности не ниже ____ с коэффициентом трансформации (/5)
установить поверенный прибор учета класса точности не ниже	выполнить вторичные цепи медным трехцветным проводом, сечением 2,5 мм ²
установить прибор учета на высоте не выше 1.7 м. с применением ВПУ	подготовить ячейку ТТ (место установки ТТ) к опломбированию

9. Дополнительные сведения о состоянии приборов учета, измерительных трансформаторов: *На основании*

выявленных недостатков составлен акт о безучетном
потреблении электрической энергии № 1809740 от 10.06.2019.

10. Приложения (фото-видео и другие): Фото № 1-10

11. Заключение (о допуске, необходимые мероприятия для допуска ПУ в эксплуатацию, перечень работ):

Схема учета электрической энергии проверена, и расчеты не допускается.

Уведомление: Нарушение контрольных пломб, знаков визуального контроля или срабатывание индикаторов антимагнитных пломб является в соответствии с Законодательством РФ вмешательством в работу прибора учета, при этом такой прибор учета считается вышедшим из строя. Объем потребления электрической энергии (мощности), по такому прибору учета будет определяться расчетным способом в соответствии с нормами действующего Законодательства РФ.

12. Настоящий Акт составлен в 2-х (или более) экземплярах, один из которых вручен потребителю (представителю Потребителя).

Представители Исполнителя

(подпись, ФИО)

Потребитель (представитель Потребителя)

(подпись, ФИО)

(подпись, ФИО)

Приложение 2

к Порядку организации строительно-монтажных работ при модернизации интеллектуальных приборов учета электроэнергии

Проведение работ при наличии отключенных (ограниченных) энергопринимающих устройств потребителей, отсутствии допуска на объекты для проведения работ

№ п/п	Типовая ситуация	Порядок проведения работ	Срок
1	Наличие отключенных (ограниченных) энергопринимающих устройств потребителей, отсутствии допуска на объекты для проведения работ	<p>Ответственный персонал Заказчика предоставляет Подрядчику, выполняющему работы по модернизации систем учета электроэнергии, актуальную информацию об отключенных объектах производства работ (в том числе по заявкам энергосбытовой организации)</p> <p>По итогам проведения работ Заказчик и Подрядчик проводят совместную актуализацию перечня отключенных потребителей с указанием соответствующих примечаний, указанная информация учитывается при оформлении актов выполненных работ по договору, определении уровня удаленного сбора данных приборов учета электроэнергии, при расчете уровня небалансов электроэнергии.</p>	с периодичностью не реже 1 раза в 1 неделю.
1.1	Потребитель (объект производства работ) отключен по телепрограмме ГП (энергосбытовой организации).	<p>Подрядчиком выполняется монтаж и подключение прибора учета электроэнергии в следующем порядке:</p> <p>1. Для однофазного прибора учета электроэнергии - на абонентский нулевой провод смонтировать (либо установить на опоре ВЛ (в соответствии с требованиями технического задания)) прибор учета электроэнергии, подключить к нему на входные клеммы фазный и нулевой провод от опоры ВЛ, а также нулевой провод со стороны потребителя, при этом фазный провод со стороны потребителя оставить отключенным для предотвращения несчастного случая у потребителя, осуществить пусконаладочные работы, удаленно в ИВК перевести встроенное в прибор учета электроэнергии реле управления нагрузкой в разомкнутое состояние;</p> <p>2. Для трехфазного прибора учета электроэнергии - установить прибор учета электроэнергии на опоре ВЛ, подключить на входные клеммы счетчика фазные и нулевой провода от опоры ВЛ, подключить пусконаладочные работы и удаленно в ИВК перевести встроенное в прибор учета электроэнергии реле управления нагрузкой в разомкнутое состояние.</p>	В соответствии с условиями договора

№ п/п	Типовая ситуация	Порядок проведения работ	Срок
1.2	По данным Подрядчика потребитель (объект производства работ) отключен от электроснабжения, однако по данным РЭС филиала телефонограмма на отключение потребителя не поступала.	Осуществляется совместный выезд на место представителей Подрядчика и Заказчика. В случае подтверждения отключения объекта (по инициативе потребителя и т.д.), работы выполняются в соответствии с п.1 настоящей таблицы.	Совместный выезд: в течение 5 рабочих дней с момента уведомления Заказчика. Выполнение работ: в соответствии с условиями договора.
1.3	По данным Заказчика или Подрядчика потребитель (объект производства работ) не подключен к электрической сети и представляет новое технологическое присоединение.	1. Подрядчиком выполняется монтаж <i>трехфазного прибора учета электроэнергии</i> на опоре, подключение на входные клеммы прибора учета электроэнергии фазных и нулевого проводов от опоры ВЛ, осуществляются пусконаладочные работы и удаленно в ИВК перевод встроенного в прибор учета электроэнергии реле управления нагрузкой в разомкнутое состояние; 2. Подрядчиком <i>однофазный прибор учета электроэнергии</i> передается Заказчику по ведомости (акту) приема-передачи, при обращении потребителя к Заказчику для присоединения к электрической сети указанный прибор учета электроэнергии монтируется и подключается к электрической сети линейным персоналом Заказчика. Подрядчиком или персоналом Заказчика потребителю оставляется уведомление с указанием контактных данных Заказчика для обращения за получением удаленного дисплея. Данные приборы учета исключаются из статистики опроса при приеме выполненных работ подрядчиком по договору. Приборы учета включаются Подрядчиком в монтажную ведомость и учитываются как смонтированные.	В соответствии с условиями договора
1.4	Неизвестно место расположения установленного прибора учета электроэнергии (до приемки выполненных работ по договору).	Место фактической установки прибора учета электроэнергии известно только Подрядчику - выезд на объект производства работ представителя Подрядчика, фото фиксация смонтированного прибора учета электроэнергии и определение точного адреса монтажа. При необходимости совместный выезд персонала Подрядчика и Заказчика.	В течение 5 рабочих дней с момента обращения филиала к Подрядчику.
1.5	После выполнения монтажных работ отключен автоматический выключатель до прибора учета электроэнергии в шкафу учета (потребитель не в полном объеме оформил документы на технологическое присоединение,	При отключении Заказчиком объектов потребителей от электрической сети путем отключения автоматического выключателя, установленного до прибора учета электроэнергии, информация передается подрядчику в составе реестра отключенных потребителей с соответствующим примечанием. В случае необходимости со стороны Подрядчика отключения автоматического выключателя у потребителя, такое решение согласовывается с Заказчиком. Данные приборы учета исключаются из статистики опроса при приемке	Предоставление информации: в сроки передачи реестра отключенных потребителей.

№ п/п	Типовая ситуация	Порядок проведения работ	Срок
	потребитель отключен по заявке энергообслуживающей организации).	выполненных работ Подрядчиком по договору.	
1.6	Прибор учета электроэнергии выведен из строя, в том числе ввиду факта вандализма.	Замена прибора учета электроэнергии на исправный осуществляется стороной, которая на момент выхода его из строя несла на себе риски случайной гибели оборудования.	В соответствии с условиями договора.
1.7	Сезонный объект производства работ не подключен к электрической сети (потребительская КТП (СНТ, ДНТ)).	Подрядчиком выполняется монтаж и подключение прибора учета электроэнергии. Данные приборы учета исключаются из статистики опроса в случае приема выполненных работ по данному объекту до подачи напряжения на объект Заказчика. По факту подачи напряжения на объект, Подрядчику направляется уведомление о необходимости выполнения пусконаладочных работ.	Выполнение работ: в соответствии с условиями договора.
1.8	Прибор учета электроэнергии не опрашивается после удаленного перевода встроенного в прибор учета электроэнергии реле управления нагрузкой в разомкнутое состояние при помощи ИВК.	В случае, если на момент подачи напряжения договор выполнения работ будет закрыт (исполнен), пусконаладочные работы выполняются силами Заказчика.	Уведомление подрядной организации: в течение 3 рабочих дней.
		Подрядчиком осуществляется выезд на объект производства работ и проверка правильности монтажа прибора учета электроэнергии в части соблюдения направления подключения.	В течение 5 рабочих дней с момента уведомления филиалом.
1.9	Прибор учета электроэнергии отключен персоналом Заказчика по жалобе потребителя в связи с угрозой аварийной ситуации ввиду его некачественного монтажа.	При выявлении нарушения направления подключения прибора учета электроэнергии осуществляется его повторный монтаж в соответствии с паспортом.	Предоставление информации: в сроки передачи реестра отключенных потребителей.
		Информация об отключении прибора учета электроэнергии передается в составе реестра отключенных потребителей с соответствующим примечанием Подрядчику.	Выполнение работ: В течение 5 рабочих дней с момента уведомления филиалом.
1.10	Подрядчиком осуществлена замена приборов учета электроэнергии в рамках исполнения гарантийных обязательств.	Подрядчик осуществляет выезд на объект производства работ, осуществляет проверку правильности монтажа прибора учета и при выявлении некачественного монтажа – осуществляет его повторный монтаж.	В течение 3 рабочих дней с момента выполнения работ.
		Информация о замененных приборах учета электроэнергии в виде монтажных ведомостей передается Заказчику. В монтажной ведомости отражается информация о демонтированных и вновь смонтированных приборах учета электроэнергии с привязкой к фактическим адресам выполнения работ.	

№ п/п	Типовая ситуация	Порядок проведения работ	Срок
2.	Порядок проведения работ при отсутствии допуска на объекты	<p>Подрядчик доводит до сведения Заказчика об отсутствии допуска для выполнения работ на объектах (по независимым от подрядной, субподрядной организаций причинам).</p> <p>При приемке выполненных работ стороны (Заказчик и Подрядчик) учитывают отсутствие очередного допуска для выполнения работ на один из объектов и осуществляют приемку выполненных работ с учетом исключения из статистики опроса приборов учета по объекту, доступ к которому отсутствует.</p> <p>Подрядчиком осуществляется повторный совместный с представителем РЭС выезд на объект, в случае отсутствия допуска в очередной раз – данные приборы учета исключаются из статистики опроса при приемке выполненных работ.</p> <p>Подрядчиком передаются в РЭС филиала по ведомости (акту) приема-передачи данные приборы учета электроэнергии.</p> <p>Монтируются и подключаются к электрической сети данные приборы учета линейным персоналом Подрядчика.</p> <p>Приборы учета включаются Подрядчиком в монтажную ведомость и учитываются как смонтированные.</p>	В течение 1 рабочего дня с даты отказа в допуске.
2.1	Отсутствует допуск для выполнения работ по договору на объект (по независимым от подрядной, субподрядной организаций причинам) при условии своевременного направления письма об обеспечении допуска.	<p>Подрядчиком выполняется монтаж прибора учета электроэнергии на опоре ВЛ в соответствии с согласованными проектными решениями (требованиями технического задания), информация о потребителе передается в УТЭЭ РЭС.</p> <p>Порядок взаимодействия Заказчика и Подрядчика при допуске установленных приборов учета электроэнергии в эксплуатацию в качестве расчетных, в том числе при отказе потребителя от принятия прибора учета электроэнергии в качестве расчетного, принимается сторонами согласно Приложению к Регламенту.</p>	В соответствии с условиями договора
2.2	По данным подрядной организации потребитель отказывается принимать прибор учета электроэнергии в качестве расчетного.	<p>Подрядчиком выполняется монтаж прибора учета электроэнергии на опоре ВЛ в соответствии с согласованными проектными решениями (требованиями технического задания), информация о потребителе передается в УТЭЭ РЭС.</p> <p>Порядок взаимодействия Заказчика и Подрядчика при допуске установленных приборов учета электроэнергии в эксплуатацию в качестве расчетных, в том числе при отказе потребителя от принятия прибора учета электроэнергии в качестве расчетного, принимается сторонами согласно Приложению к Регламенту.</p>	В соответствии с порядком взаимодействия Заказчика и Подрядчика при допуске установленных приборов учета электроэнергии в эксплуатацию в качестве расчетных
2.3	По данным подрядной организации не представляется возможным принять прибор учета электроэнергии в качестве расчетного ввиду сезонного графика работы объекта производства работ (проживания потребителя), не совпавшего с периодом монтажа прибора учета электроэнергии.	<p>Подрядчиком выполняется монтаж прибора учета электроэнергии на опоре ВЛ в соответствии с согласованными проектными решениями (требованиями технического задания), информация о потребителе передается в УТЭЭ РЭС.</p> <p>Работа по приемке на расчеты установленного прибора учета электроэнергии осуществляется персоналом филиала в период возобновления работы объекта (проживания потребителя).</p>	

Приложение 4

Порядок подтверждения объемов и приемки работ по организации интеллектуального учета электроэнергии

1 Общие требования

Приемка работ по организации интеллектуального учета электроэнергии осуществляется по результатам следующих испытаний:

1. Предварительные.
2. Опытная эксплуатация.
3. Приемочные.

Предварительные испытания проводятся как для каждой технической площадки, на которой завершены работы (автономные испытания), так и для объекта по договору в целом (комплексные испытания).

Для планирования проведения всех видов испытаний Подрядчик разрабатывает программу и методику испытаний (далее – ПМИ). Требования к структуре программы и методик испытаний устанавливаются РД 50-34.698-90 и должен содержать следующие разделы:

1. Объект испытаний:
 - 1.1. Полное наименование создаваемой ИСУЭ,
 - 1.2. Комплектность испытательной системы.
2. Цель испытаний.
3. Общие положения:
 - 3.1. Перечень руководящих документов, на основании которых проводят испытания.
 - 3.2. Место и продолжительность испытаний.
 - 3.3. Организации, участвующие в испытаниях.
 - 3.4. Перечень ранее проведенных испытаний.
 - 3.5. Перечень предъявляемых на испытания документов, откорректированных по результатам ранее проведенных испытаний.
4. Объем испытаний:
 - 4.1. Перечень этапов испытаний и проверок, а также количественные и качественные характеристики, подлежащие оценке.
 - 4.2. Последовательность проведения и режима испытаний.
 - 4.3. Требования по испытаниям программных средств.
 - 4.4. Перечень работ, проводимых после завершения испытаний, требования к ним, объем и порядок проведения.
5. Условия и порядок проведения испытаний:
 - 5.1. Условия проведения испытаний.
 - 5.2. Условия начала и завершения отдельных этапов испытаний.
 - 5.3. Имеющиеся ограничения в условиях проведения испытаний.
 - 5.4. Требования к техническому обслуживанию системы.
 - 5.5. Меры, обеспечивающие безопасность и безаварийность проведения испытаний.
 - 5.6. Порядок взаимодействия организаций, участвующих в испытаниях.
 - 5.7. Порядок привлечения экспертов для исследования возможных повреждений в процессе проведения испытаний.
 - 5.8. Требования к персоналу, проводящему испытания, и порядок его допуска к испытаниям.
6. Материально-техническое обеспечение испытаний.
7. Метрологическое обеспечение испытаний.
8. Отчетность.

Приемка работ осуществляется поэтапно рабочими и приемочными комиссиями, которые назначаются организационно-распорядительными документами Заказчика. Рабочая комиссия принимает результаты строительных, пусконаладочных работ, предварительных испытаний.

Для проведения испытаний Заказчиком создаются рабочая и приемочная комиссия из числа сотрудников блока реализации услуг, блока капитального строительства, блока информационных технологий, блока информационной безопасности. Порядок работы рабочей и приемочной комиссии определяется Типовым порядком приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов ДЗО ПАО «Россети».

Предварительные испытания ИСУЭ проводят для определения ее работоспособности и решения вопроса о возможности приемки в опытную эксплуатацию. Приступать к проведению предварительных испытаний допускается после получения уведомления от Подрядчика результатов индивидуальных испытаний и выполнения заданных в техническом задании критериев опытной эксплуатации в течении 24 часов работы ИСУЭ. По результатам оформляется протокол испытаний по утвержденной форме.

Опытную эксплуатацию ИСУЭ проводят с целью определения фактических значений количественных и качественных характеристик ИСУЭ и готовности персонала к работе в условиях функционирования ИСУЭ, определения фактической эффективности ИСУЭ, корректировке (при необходимости) документации. По результатам оформляется акт о завершении опытной эксплуатации по утвержденной форме.

Приемочные испытания ИСУЭ проводят для определения соответствия ИСУЭ техническому заданию, оценки качества опытной эксплуатации и решения вопроса о возможности приемки ИСУЭ в постоянную эксплуатацию.

Приемочным испытаниям должна предшествовать ее опытная эксплуатация на объекте.

Требования к представляемым документам при проведении процедуры предварительных испытаний результатов выполненных работ:

1) монтажная ведомость с приложенными актами ввода в эксплуатацию по тем фидерам 6-20 и 0,4 кВ, где Подрядчик завершил все работы (далее-завершенная технологическая площадка). Монтажная ведомость должна содержать перечень всего установленного оборудования учета электроэнергии по завершенным технологическим площадкам;

2) акты ввода в эксплуатацию приборов учета и акты технической готовности электромонтажных работ (АТГЭР) прилагаются в соответствии с перечнем, указанным в представляемой монтажной ведомости.

3) акты приемки законченного строительством объекта рабочей комиссии.

Работы принимаются по завершенным технологическим площадкам.

2 Приемка и подтверждение Заказчиком объемов выполненных работ

Перед проведением предварительных испытаний Заказчик должен проверить результаты работ. Последовательность проверки качества выполненных работ, комплектности и качества исполнительной документации:

- проверка АТГЭР и актов ввода в эксплуатации приборов учета (измерительных комплексов) расчетного и технического учета;
- проверка монтажной ведомости на полноту информации;
- проверка полноты опроса;
- проверка качества монтажных работ, проверка технической документации по сдаче-приемке электромонтажных работ, проверка и приемка эксплуатационной документации;
- проверка формирования балансов электроэнергии
- проверка выполнения опытной эксплуатации.

2.1 Проверка АТГЭР и актов установки оборудования ИВКЭ (УСПД) и ввода в эксплуатацию приборов учета

Не позднее 2 рабочих дней до согласованной даты проведения проверки Подрядчик передает Заказчику актуализированные поопорные схемы 0,4 кВ с указанием номеров опор установки ПУ и заполненную монтажную ведомость по объекту проверки.

Для приборов учета трансформаторного включения должны быть промаркированы вторичные цепи с обеих сторон (цепи напряжения от шин до испытательной коробки и от испытательной коробки до прибора учета; токовые цепи от трансформаторов тока до испытательной коробки и от испытательной коробки до прибора учета). Для однофазных приборов учета, установленных в шкафах, при прокладке спуска и подъема провода СИП с помощью одной гофрированной трубы, в виде маркировки в месте подключения в шкафу жил провода СИП нанесена информация «ввод фаза», «ввод ноль», «нагрузка фаза», «нагрузка ноль». Кембрики должны быть закреплены в месте подключения провода к болтовым контактам, надписи должны быть развернуты в сторону проверяющего.

При проверке строительно-монтажных работ Заказчиком проводится:

- проверка соответствия данных на представленной поопорной схеме 0,4 кВ и в монтажной таблице в части привязки смонтированного оборудования;
- проверка качества СМР, сравнение с требованиями типовых технических решений;
- сравнение состава, количества, серийных номеров оборудования, с данными, указанными в монтажных таблицах;
- проверка наличия на приборах учета и трансформаторах тока табличек (шильдов), содержащих наименование изделия, обозначение изделия, заводской номер изделия, дату изготовления (выпуска) изделия;
- проверка наличия маркировки проводов для счетчиков трансформаторного включения и счетчиков однофазных, установленных в шкафах, при прокладке спуска и подъема провода СИП в одной гофрированной трубе.
- проверка маркировки знака заземления, на компонентах, требующих заземления;
- проверка целостности пломб и специальных защитных знаков, установленных производителем оборудования, поверителем;
- проверка установки ограничителей напряжения в РУ 0,4 кВ трансформаторных подстанций;
- проверка соответствия значности установленных ПУ;
- проверка наличия на приборах учета ошибок;

Для приборов учета трансформаторного включения в актах допуска в эксплуатацию должна быть корректно указана информация о сетевом и заводском номерах приборов учета и об установленных трансформаторах тока. В актах установки УСПД должно быть указано место установки УСПД и привязка к схеме сети.

Признаками некорректности в акте допуска в эксплуатацию прибора учета являются:

- отсутствие информации о лицевого счете потребителя при отсутствии геометок или адреса (в отсутствие адреса могут быть указаны данные о присоединении к электрической сети (номер опоры, фидера 0,4 кВ, ТП));
- отсутствие информации о правильности схемы подключения прибора учёта (для трехфазных приборов учета трансформаторного включения - векторная диаграмма, которая может быть получена с помощью программного комплекса);
- отсутствие информации об установленных пломбах на клеммной крышке приборов учета и измерительных трансформаторах (для приборов учета трансформаторного включения).

Некорректные акты возвращаются на доработку.

2.2 Проверка монтажной ведомости на полноту и корректность внесенных данных

По смонтированным Подрядчиком приборам учета:

1) Данные по привязке к структуре сети (центр питания, фидер от центра питания и др.). Допускается отсутствие в ведомости данных по привязке к сети в случае, если со стороны Заказчика подтверждается невозможность получения таких данных (отсутствуют схемы, бесхозная сеть и т.п.).

2) Информация о точке учета (лицевой счет, номер договора, наименование, ФИО, адрес и др. предоставляет Заказчик) в соответствии с форматом монтажной ведомости (для точек коммерческого учета). Также должны быть указаны геокоординаты или привязка к электрической сети до номера опоры для возможности определения места расположения прибора учета на местности.

3) Информация о приборе учета - полный тип, сетевой адрес и заводской номер. В случае, если в ведомости присутствуют приборы учета с одинаковыми заводскими номерами и типом ПУ, то в объем выполненных работ включается только один прибор учета.

4) Номер телефона установленной в прибор учета сим-карты (для ПУ с сим-картами).

5) Коэффициент трансформации (для приборов учета трансформаторного включения).

6) Номер УСПД, к которому привязан прибор учета.

7) Номера пломбировочного материала с указанием мест их установки.

По УСПД (контроллерам, базовым станциям):

1) Информация о месте установки (наименование ТП, номер опоры, центр питания, фидер от центра питания и др.). Отсутствие в ведомости данных о месте установки не допускается.

2) Географические координаты (геокоординаты).

3) заводской номер УСПД. В случае, если в ведомости присутствуют УСПД с одинаковыми заводскими номерами, проводится проверка достоверности факта дублирования номеров.

4) Номер телефона установленной в УСПД сим-карты.

5) IP адрес (предоставляется Заказчиком).

Некорректные ведомости возвращаются на доработку.

2.3 Проверка полноты удаленного сбора данных

По проверенным ТП Заказчиком осуществляется проверка опроса установленного оборудования посредством ИВК «Пирамида-сети». При отсутствии опроса показаний с приборов учета необходимо проверить наличие удаленного сбора в УСПД путём использования технологического программного обеспечения (далее - конфигуратор). В случае отсутствия сбора данных на УСПД Заказчик уведомляет Подрядчика о необходимости устранения замечания. До момента восстановления Подрядчиком полноты опроса объект не принимается в эксплуатацию.

2.4 Проверка качества выполненных монтажных и пусконаладочных работ

Обработанные монтажные ведомости направляются ответственному лицу от блока капитального строительства Заказчика, который организует совместную с Подрядчиком выездную проверку фактически установленного оборудования на завершённых технологических площадках. Приоритетными для проверки являются узлы учета и концентраторы (УСПД), не вышедшие на связь.

По итогам проверки ответственные представители Подрядчика и Заказчика принимают решение:

- при выполнении требований п.2-5 настоящего порядка и наличия уровня сбора данных о целесообразности выезда на объекты.

- при удовлетворительном результате проверки выполнения монтажных работ (качество монтажных работ соответствует проектной и рабочей документации) с учетом всех требований договора, но при отсутствии выполнения условий раздела «Общие требования» настоящей инструкции, подписывается акт приемки законченного строительством объекта рабочей комиссией с указанием соответствующих замечаний при их наличии (ПУ не опрашивается, узел учета работает не в классе точности).

- при удовлетворительном результате проверки выполнения монтажных работ с учетом всех требований договора и при выполнении условий раздела «Общие требования» настоящей инструкции, по соответствующей ТП подписываются акты выполненных работ (при необходимости, если предусмотрено договором);

- при неудовлетворительном результате проверки выполнения монтажных работ акты не подписываются.

При отсутствии опроса прибора учета или УСПД в случае подтверждения причин, не зависящих от исполнителя работ (например, полное отсутствие связи в месте установки ПУ), прибор учета (УСПД) включается в объем выполненных работ после визуальной проверки факта монтажа и работоспособности прибора учета (УСПД).

По всему смонтированному оборудованию исполнителем работ должна быть передана Заказчику эксплуатационная документация в соответствии с договором.

2.5 Проверка формирования балансов электроэнергии

При приемке работ проверяется фактический баланс электроэнергии по сформированным в ИВК балансовым группам. При наличии небалансов электроэнергии выше допустимых проводится проверка уровня сбора данных по каждому прибору учета до устранения небалансов. При наличии неучтенного потребления Заказчик оформляет соответствующий акт, проводит мероприятия по ликвидации неучтенного потребления, после чего повторно проводится проверка формирования балансов электроэнергии.

2.6 Проведение опытной эксплуатации

Приемка объектов осуществляется пусковыми комплексами, которые состоят из технической площадки, представляющей собой фидер 6-10 кВ с присоединениями 0,4 кВ. Техническая площадка принимается в опытную эксплуатацию после проведения предварительных испытаний и отправки уведомления о сдаче в опытную эксплуатацию со стороны подрядчика, и в случае выполнения следующих требований:

1. Завершение СМР, что подтверждается АТГЭР, подписанными всеми сторонами. Сдача технической площадки в опытную эксплуатацию от даты подписания АТГЭР не должна превышать более двух месяцев. В случае превышения данного периода, АТГЭР актуализируется и Заказчик, при необходимости, представляет перечень неучтенных присоединений в рамках текущих технических площадок, которые подрядчики должны оснастить приборами учета и включить их в систему учета с удаленным сбором данных.

2. Предоставление документов для перевода в опытную эксплуатацию (акты приемки законченного строительством объекта рабочей комиссией, проектная, эксплуатационная документация, паспорта-протоколы измерительных комплексов, паспорта и свидетельства поверки на оборудование) на бумажном и электронном носителе.

3. Суточный опрос приборов учета не ниже предусмотренного техническим заданием.

4. Сформированы балансовые группы в соответствии с НСИ (монтажные таблицы, поопорные схемы). Сбор необходимых параметров в соответствии с ПМИ.

5. В случае, если небаланс превышает допустимый уровень небаланса*, рассчитанный для конкретной технической площадки, рабочая комиссия с участием Заказчика и Подрядчика по приемке площадки в опытную эксплуатацию в течение 5 рабочих дней проверяет:

- правильность отображения во всех ПУ косвенного и полукосвенного включения векторных диаграмм, и коэффициентов трансформации, соответствие занесенной в ИВК нормативно-справочной информации существующему на площадке оборудованию;

- анализ профилей мощности и журналов событий всех приборов учета на предмет внешнего вмешательства в работу оборудования;

- соответствие составленных по п.4 балансовых групп нормальной схеме электроснабжения технической площадки;

6. В случае выявления безучетного или бездоговорного потребления, Подрядчик составляет акт осмотра, а Заказчик - акт о безучетном (бездоговорном) потреблении и, при необходимости предоставляет информацию подрядчику по пропущенным точкам учета. Перечисленные мероприятия при наличии подписанных АТГЭР и актов приемки законченных строительством объектов не влияют на своевременную сдачу технических площадок в опытную и промышленную эксплуатацию.

7. В случае отсутствия выявленных фактов безучетного или бездоговорного потребления рабочая комиссия принимает решение о пересчете величины допустимого небаланса, либо проведение повторных проверок технологических площадок.

8. На момент сдачи технической площадки в опытную эксплуатацию и в период опытной эксплуатации Подрядчик обеспечивает суточный опрос установленного оборудования не предусмотренного техническим заданием.

9. По исполнению совместных требований пунктов 1-8 техническая площадка принимается в опытную эксплуатацию.

10. В период опытной эксплуатации, если небаланс превышает уровень небаланса на момент сдачи технической площадки в опытную эксплуатацию, стороны повторно выполняют мероприятия п. 5 настоящей инструкции.

11. В случае противоречия положений данного Регламента и Договора аренды движимого имущества, приоритетным являются положения Договора.

* допустимый уровень небаланса рассчитывается Заказчиком по завершению пусконаладочных работ на технической площадке и направляется в адрес Подрядчика не позднее даты отправки уведомления о сдаче в опытную эксплуатацию

**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:

$$\Theta = \sum_{i=1}^n (W_i - W_{ib} - W_{itп}) * T, \text{ руб.},$$

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_{ib} , 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)).

$W_{itп}$, 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 $W_i < (W_{ib} - W_{itп})$, то $\Theta = 0$ (отрицательные эффекты не суммируются).

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

«__» _____ 2020 года
М.П.   /А.В. Зубков/

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

«__» _____ 2020 года
М.П.   /В.Г.Охотин/

**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, %

$$\Delta_i = P_{\text{баз}i} - P_{\text{отч}i}, \%$$
(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:

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

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

в стоимостном выражении:

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

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

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;

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

K^i – 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.

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

« »
М.П.

/А.В. Зубков/

2020 года



ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

« »
М.П.

/В.Г.Охотин/

2020 года



¹ 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.

Планируемый расчет экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении

[illegible]

№	Группа элементов сети (№№)	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого за год
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	1 504,30	988,60	1 117,00	801,50	552,94	518,86	324,85	500,04	434,89	861,87	645,87	848,98	9 099,69
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	25%	22%	22%	22%	21%	21%	17%	21%	18%	21%	17%	19%	21%
		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), кВтч	1 298,47	670,49	759,59	545,45	366,36	342,66	192,82	334,68	266,34	579,88	385,49	317,44	6 059,66
3	2	Отпуск электроэнергии в сеть, кВтч	36 123,02	30 215,48	32 391,59	25 732,95	21 053,19	19 899,14	16 293,54	17 993,33	19 667,48	25 738,94	24 893,29	29 802,02	299 803,98
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, кВтч	30 539,82	25 653,36	27 049,84	22 208,24	18 081,32	17 335,57	14 336,06	15 670,47	16 910,61	21 639,90	21 271,89	24 223,23	254 920,32
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	5 583,19	4 562,12	5 341,75	3 524,71	2 971,87	2 563,58	1 957,48	2 322,86	2 756,87	4 099,04	3 621,40	5 578,80	44 883,66
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	15%	15%	16%	14%	14%	13%	12%	13%	14%	16%	15%	19%	15%
		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), кВтч	3 516,97	2 447,03	3 074,34	1 723,40	1 498,15	1 170,64	816,93	963,33	1 280,14	2 384,93	1 919,36	3 102,16	23 897,38
4	3	Отпуск электроэнергии в сеть, кВтч	24 162,01	32 508,83	28 058,03	9 136,20	10 081,99	8 546,25	9 339,92	11 019,98	18 399,22	24 284,80	37 138,71	45 981,48	258 657,42
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, кВтч	21 174,38	28 532,91	24 589,60	7 933,68	8 813,92	7 473,80	8 196,48	9 678,79	16 181,59	21 356,90	32 683,05	40 434,68	227 049,77

№	Группа элементов сети (№№)	Показатель	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого за год
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	2 987,63	3 975,92	3 468,43	1 202,52	1 268,07	1 072,45	1 143,45	1 341,20	2 217,63	2 927,90	4 455,67	5 546,79	31 607,65
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	12%	12%	12%	13%	13%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), кВтч	2 744,90	2 011,10	1 744,43	865,04	542,50	642,06	193,65	700,96	743,87	1 126,23	875,53	1 298,99	13 489,27
5	4	Отпуск электроэнергии в сеть, кВтч	26 122,34	17 343,39	18 885,61	13 937,25	10 842,95	10 211,31	6 797,20	9 480,82	9 046,05	14 038,81	8 515,33	13 259,13	158 480,18
		Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий, кВтч	21 458,62	14 272,70	15 513,36	11 387,54	8 902,71	8 409,14	5 629,26	7 838,68	7 446,16	11 481,15	7 032,91	10 648,17	130 020,40
		Нагрузочные потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Условно-постоянные потери до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Потери, обусловленные погрешностью приборов учета до реализации мероприятия, кВтч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия, кВтч	4 663,71	3 070,70	3 372,25	2 549,71	1 940,23	1 802,17	1 167,94	1 642,13	1 599,89	2 557,66	1 482,43	2 610,96	28 459,78
		Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть, %	18%	18%	18%	18%	18%	18%	17%	17%	18%	18%	17%	20%	18%
		Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии), кВтч	3 356,41	1 970,09	2 311,41	1 541,35	1 116,29	1 010,94	498,09	859,69	829,21	1 614,77	838,84	1 431,43	17 378,52

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

_____/А.В. Зубков/

«____» _____ 2020 года
М.П.



ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

_____/В.Г.Охотин /

«____» _____ 2020 года
М.П.



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).

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

/А.В. Зубков/

«__» _____ 2020 года
М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/В.Г.Охотин/

«__» _____ 2020 года
М.П.

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
1	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 E_i	руб. с НДС	
2	Размер платежа, подлежащий выплате Энергосервисной компании (доля от E_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

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике и финансам
Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

«__» _____ 2020 года
М.П. _____ /А.В. Зубков/

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

«__» _____ 2020 года
М.П. _____ /В.Г.Охотин/

Количественный состав оборудования для установки

№ Элемента сети.позиция мероприятия	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество
1	Группа Элементов сети №1	шт.	3110
1.1	Организация 1-ф учета электроэнергии у бытовых потребителей	шт.	2080
1.2	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у бытовых потребителей	шт.	373
1.3	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у бытовых потребителей	шт.	1
1.4	Организация 1-ф учета электроэнергии у юридических лиц	шт.	67
1.5	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у юридических лиц	шт.	173
1.6	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у юридических лиц	шт.	138
1.7	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения у юридических лиц	шт.	39
1.8	Организация 1-ф учета электроэнергии на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	24
1.9	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	15
1.10	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	26
1.11	Организация 1-ф учета электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	22
1.12	Организация 3-ф учета прямого включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	0
1.13	Организация 3-ф учета полукосвенного включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	0
1.14	Организация 3-ф учета электроэнергии на ВЛ 10(6) кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
1.15	Организация 3-ф учета электроэнергии в РУ 10(6) кВ ТП РП 10(6)кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
1.16	Организация 1-ф учета электроэнергии в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
1.17	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	3
1.18	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	118
1.19	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
1.20	Организация опроса приборов учета электроэнергии с применением шкафов связи	шт.	28

№ Элемента сети.позиция мероприятия	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество
1.21	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения на ПС 110/35 кВ	шт.	3
2	Группа Элементов сети №2		15354
2.1	Организация 1-ф учета электроэнергии у бытовых потребителей	шт.	9501
2.2	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у бытовых потребителей	шт.	2381
2.3	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у бытовых потребителей	шт.	16
2.4	Организация 1-ф учета электроэнергии у юридических лиц	шт.	539
2.5	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у юридических лиц	шт.	1314
2.6	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у юридических лиц	шт.	695
2.7	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения у юридических лиц	шт.	30
2.8	Организация 1-ф учета электроэнергии на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	10
2.9	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	31
2.10	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	158
2.11	Организация 1-ф учета электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	0
2.12	Организация 3-ф учета прямого включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	20
2.13	Организация 3-ф учета полукосвенного включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	1
2.14	Организация 3-ф учета электроэнергии на ВЛ 10(6) кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
2.15	Организация 3-ф учета электроэнергии в РУ 10(6) кВ ТП РП 10(6)кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
2.16	Организация 1-ф учета электроэнергии в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
2.17	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	4
2.18	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	534
2.19	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
2.20	Организация опроса приборов учета электроэнергии с применением шкафов связи	шт.	120
2.21	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения на ПС 110/35 кВ	шт.	0
3	Группа Элементов сети №3		9798
3.1	Организация 1-ф учета электроэнергии у бытовых потребителей	шт.	5425
3.2	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у бытовых потребителей	шт.	2821
3.3	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у бытовых потребителей	шт.	18

№ Элемента сети.позиция мероприятия	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество
3.4	Организация 1-ф учета электроэнергии у юридических лиц	шт.	208
3.5	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у юридических лиц	шт.	251
3.6	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у юридических лиц	шт.	410
3.7	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения у юридических лиц	шт.	4
3.8	Организация 1-ф учета электроэнергии на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	24
3.9	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	56
3.10	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	18
3.11	Организация 1-ф учета электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	85
3.12	Организация 3-ф учета прямого включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	2
3.13	Организация 3-ф учета полукосвенного включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	0
3.14	Организация 3-ф учета электроэнергии на ВЛ 10(6) кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
3.15	Организация 3-ф учета электроэнергии в РУ 10(6) кВ ТП РП 10(6)кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
3.16	Организация 1-ф учета электроэнергии в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
3.17	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	7
3.18	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	403
3.19	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	6
3.20	Организация опроса приборов учета электроэнергии с применением шкафов связи	шт.	60
3.21	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения на ПС 110/35 кВ	шт.	0
4	Группа Элементов сети №4		8058
4.1	Организация 1-ф учета электроэнергии у бытовых потребителей	шт.	5254
4.2	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у бытовых потребителей	шт.	511
4.3	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у бытовых потребителей	шт.	9
4.4	Организация 1-ф учета электроэнергии у юридических лиц	шт.	653
4.5	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у юридических лиц	шт.	373
4.6	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у юридических лиц	шт.	217
4.7	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения у юридических лиц	шт.	2
4.8	Организация 1-ф учета электроэнергии на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	4

№ Элемента сети.позиция мероприятия	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество
4.9	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	29
4.10	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	5
4.11	Организация 1-ф учета электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	58
4.12	Организация 3-ф учета прямого включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	1
4.13	Организация 3-ф учета полукосвенного включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	0
4.14	Организация 3-ф учета электроэнергии на ВЛ 10(6) кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
4.15	Организация 3-ф учета электроэнергии в РУ 10(6) кВ ТП РП 10(6)кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
4.16	Организация 1-ф учета электроэнергии в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	5
4.17	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	79
4.18	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	727
4.19	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	0
4.20	Организация опроса приборов учета электроэнергии с применением шкафов связи	шт.	126
4.21	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения на ПС 110/35 кВ	шт.	5
5	Всего по Группам Элементов сети		36320
5.1	Организация 1-ф учета электроэнергии у бытовых потребителей	шт.	22260
5.2	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у бытовых потребителей	шт.	6086
5.3	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у бытовых потребителей	шт.	44
5.4	Организация 1-ф учета электроэнергии у юридических лиц	шт.	1467
5.5	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения у юридических лиц	шт.	2111
5.6	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения у юридических лиц	шт.	1460
5.7	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения у юридических лиц	шт.	75
5.8	Организация 1-ф учета электроэнергии на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	62
5.9	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	131
5.10	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения на многоквартирных домах, ведомственных ТП (общедомовой учет)	шт.	207
5.11	Организация 1-ф учета электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	165

№ Элемента сети.позиция мероприятия	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Количество
5.12	Организация 3-ф учета прямого включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	23
5.13	Организация 3-ф учета полукосвенного включения электроэнергии на на точках поставки без приборов учета	шт.	1
5.14	Организация 3-ф учета электроэнергии на ВЛ 10(6) кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
5.15	Организация 3-ф учета электроэнергии в РУ 10(6) кВ ТП РП 10(6)кВ с применением ПКУ 10(6) кВ	шт.	0
5.16	Организация 1-ф учета электроэнергии в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	5
5.17	Организация 3-ф учета электроэнергии прямого включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	93
5.18	Организация 3-ф учета электроэнергии полукосвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	1782
5.19	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения в ТП 10(6) кВ (технический учет)	шт.	6
5.20	Организация опроса приборов учета электроэнергии с применением шкафов связи	шт.	334
5.21	Организация 3-ф учета электроэнергии косвенного включения на ПС 110/35 кВ	шт.	8

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

/А.В. Зубков/

« _____ » _____ 2020 года
М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:
Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин/

« _____ » _____ 2020 года
М.П.

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 (1-ф приборы учёта, 3-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:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

/А.В. Зубков/

« _____ » _____ 2020 года
М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/В.Г.Охотин/

« _____ » _____ 2020 года
М.П.

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**.

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»



/ А.В. Зубков/
« _____ » _____ 2020 года
М.П. 

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин/
« _____ » _____ 2020 года
М.П. 

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на выполнение работ по созданию системы учета розничного рынка электроэнергии с удаленным сбором данных на границах балансовой принадлежности электрических сетей Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», на условиях заключения энергосервисного договора (контракта) направленного на снижение потерь электрической энергии (33 фидера)

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 Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» в объеме 35986 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 Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада», разработанная согласно распоряжения ПАО «Россети» №177р от 02.04.2019.

1.4. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ – с даты подписания договора.
- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором, в том числе:
- срок окончания работ.

1.5. Ценовые показатели:

предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных 993 243,606 тыс. руб., кроме того НДС 198 648,721 тыс. руб.

- 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 Архангельского 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.

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 Архангельского 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 ДЗО ПАО «Россети», 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 ввода силовых трансформаторов при наличии экономического обоснования. Вновь вводимые точки учёта должны быть интегрированы в ИВК ВУ.

Все работы выполняются силами подрядной организации, при этом ДЗО ПАО «Россети» (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-информационный 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 ДЗО 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.

- система учета должна иметь возможность взаимодействия с АСТУ по данным приборов учета, установленных на присоединениях ТП и РП 6 - 20 кВ по протоколу 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 оперативного перехода на информационное взаимодействие по МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ЦУС) 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 Архангельского 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 ± 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);²

- 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;

- 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;

² При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.

- 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 ИВКЭ 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 Архангельским 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), 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 организывает 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 раздельно 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 Архангельским филиалом ПАО "МРСК Северо-Запада» графику производства работ.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

Зам. начальника управления-начальник СЭиРСУ/Грошев Владимир Викторович/
тел. (8182) 676-272;

Ведущий инженер СЭиРСУ/Лебедев Иван Владимирович/тел.(8182) 676-302

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) Архангельского 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.

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

А.В. Зубков

«
М.П.

2020 года

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин /

«
М.П.

2020 года

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

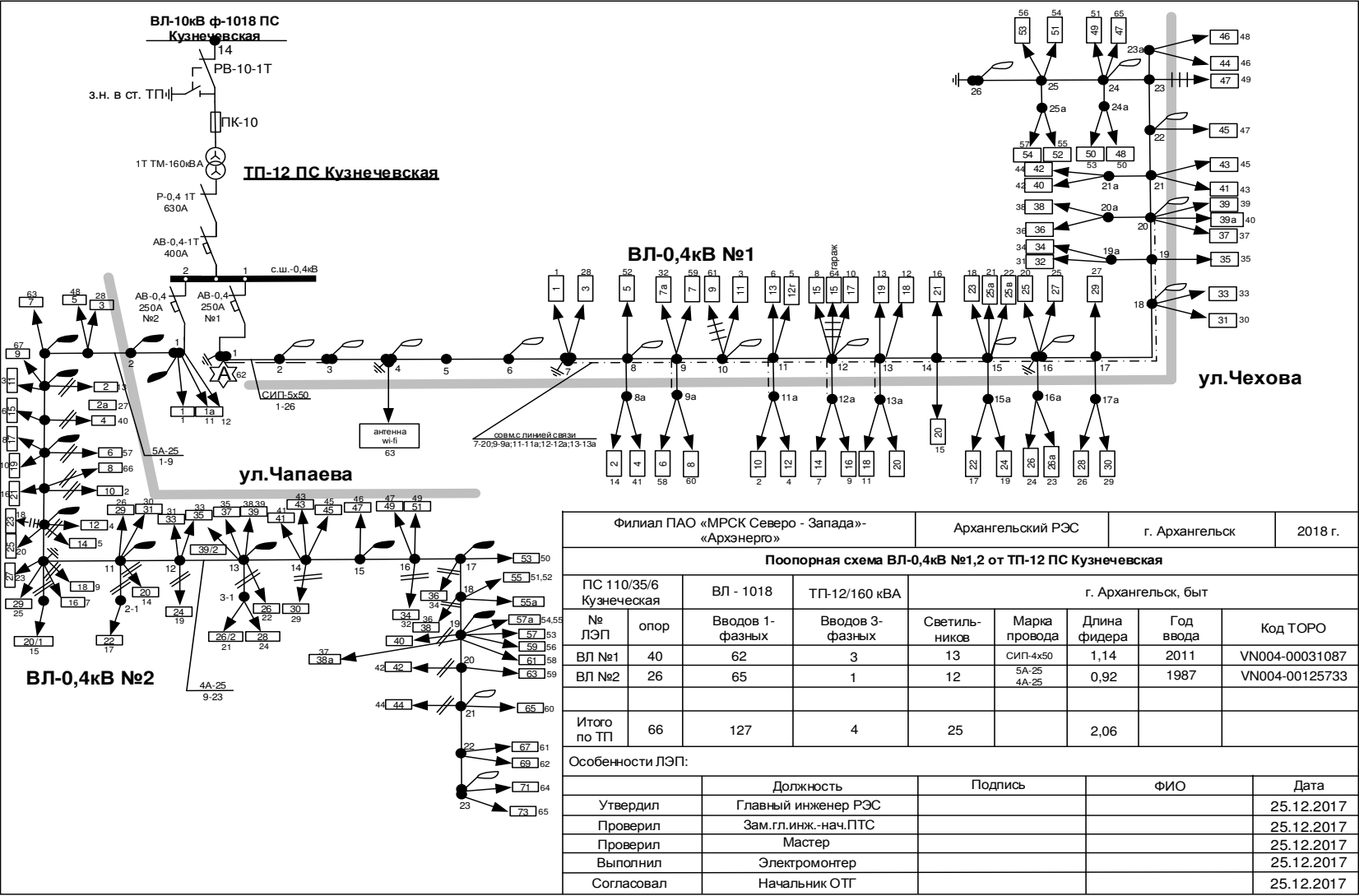
[illegible]

« _____ » _____ 2020 года
М.П.

Технические характеристики шкафов учета

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
1	Шкаф учета однофазный, шт.	23 959
	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 ² , 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»)	
2	Шкаф учета трехфазный, шт.	12 027
	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 ² , 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»)	

Пример выполнения попорной схемы сети 0,4 кВ



[illegible]

Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки

[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
		ПС 110 кВ							
1			110						
2			35						
3			20						
4			10						
5			6						
6			0,4						
		ПС 35 кВ							
7			35						
8			20						
9			10						
10			6						
11			0,4						
		ПС/ТП 20 кВ							
12			20						
13			10						
14			6						
15			0,4						
16		ТП/КТП 6-10 кВ							
17			10						
18			6						
19			0,4						
	Итого по ___ РЭС:								
20			110						

№ 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
21			35						
22			20						
23			10						
24			6						
25			0,4						
	Всего:								

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 Архангельского 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 Архангельским 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 Архангельского 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 Архангельским 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 ИБК» - 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 Архангельского 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 Архангельским 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 ИБК» - 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»

РАСПОРЯЖЕНИЕ

01.02.2019

43р

Москва

№ _____

Об утверждении стандарта организации

В целях реализации Положения ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе, утвержденного Советом директоров Общества (протокол от 20.02.2017 № 252), введения единых требований

к электротехническому оборудованию и комплектующим в ДЗО ПАО «Россети», а также повышения надежности работы электрических сетей, находящихся под управлением ДЗО ПАО «Россети», утвердить стандарты организации ПАО «Россети»:

1. «Приборы учета электроэнергии. Общие технические требования» согласно приложению 1 к настоящему распоряжению.
2. «Устройства сбора и передачи данных электроэнергии. Общие технические требования» согласно приложению 2 к настоящему распоряжению.
3. ДЗО ПАО «Россети» обеспечивать учет требований указанных стандартов в производственной деятельности.
4. Директору Департамента технологического развития и инноваций Софьину В.В. обеспечить учет в системе нормативно-технических документов ПАО «Россети» указанных стандартов и их включение в реестр нормативно-технических документов в области технического регулирования ПАО «Россети» и ДЗО ПАО «Россети» (утвержден распоряжением ПАО «Россети» от 28.12.2015 № 612р) в статусе «действующий».
5. Контроль за исполнением настоящего распоряжения оставляю за собой.

Заместитель Генерального директора
по стратегическому развитию
и технологическим инновациям

Е.А. Ольхович

Рассылается: Ольховичу Е.А., Пятигору А.М., Майорову А.В., ДЗО ПАО «Россети», АО «Управление ВОЛС-ВЛ», АО «НТЦ ФСК ЕЭС», ПАО «ФИЦ», АО «ЦТЗ». Софьин В.В.

Пазюк Д.А. 8(495)995-53-33, доб. 38-77

Визы: Майоров А.В., Пятигор А.М., Романков А.О., Софьин В.В., Тимофеев М.А., Акимов Л.Ю.

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.

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»

Содержание

1. Область применения.....	151
2. Нормативные ссылки.....	151
3. Термины и определения, обозначения и сокращения.....	156
3.1. Термины и определения	156
3.2. Обозначения и сокращения	159
4. Общие технические требования к ПУ	160
4.1. Однофазные ПУ электроэнергии	160
4.2. Трехфазные ПУ непосредственного включения (для ПУ 0,4 кВ)	174
4.3. Трехфазные ПУ трансформаторного включения (через измерительные трансформаторы тока и напряжения).....	191

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.

1. 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).

2. 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 (ИЕС 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 55195-2012³ 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;
- 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

³ ГОСТ Р 55195-2012 применяется для ПКУ, разработанного после 01.01.2014.

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.

3. Термины и определения, обозначения и сокращения

3.1. 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 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
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;

3.2.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.

4 Общие технические требования к ПУ

4.1. Однофазные ПУ электроэнергии

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ ПУ			
1.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям ⁴	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»
1.4.	Схема включения ПУ	1 фазная 2-х проводная	Требование ПАО «Россети»

⁴ Для подтверждения соответствия требованиям ГОСТ предъявляются протоколы испытаний в соответствии с приложением 1.1

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
1.5.	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 посредством встроенного реле	
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 событий о работоспособности:	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	- 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.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ		
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 25372 и ГОСТ 31818.11-12	Обязательно	ГОСТ 25372, п. 6 ГОСТ 31818.11-12, п. 5.10; 5.12

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
3.13.	Указание в паспорте ПУ токов собственного потребления	Обязательно	Требование ПАО «Россети»
4.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ		
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	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
.	измерения реактивной энергии класса точности, не хуже 2,0	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 аккредитации на право выполнения работ по поверке с областью аккредитации метрологической службы	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
		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	± 5,0 с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ, КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ И КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ		
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. 5.10
5.4.	Тип корпуса - неразъёмный или разрушаемый при вскрытии или оборудованный датчиком вскрытия (электронной пломбой), срабатывающим, в том	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	числе, при отсутствии сетевого питания, с возможностью крепления в щиток/на DIN-рейку/сплит		
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 неразъемном 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 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.	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 в качестве подраздела в составе ЭД),	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	<ul style="list-style-type: none"> - 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.	Требования безопасности	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.	Сертификат соответствия средств связи	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»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
10.	Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):		
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.	Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):		
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.	Требования к заводу-изготовителю		
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	
12.4.	Наличие участка метрологии (приказ о создании метрологической службы (МС) с указанием подразделения, на которое возлагается функция	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	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)		
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.	Требования к сервисным центрам		
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-изготовителя; 6) сертификаты, паспорт и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей;	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 своевременного (не более 5 суток) ремонта всего спектра поставляемого оборудования аварийного резерва запчастей		
9.5.	Обязательные консультации и рекомендации по		

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закреплённого региона	7) договор с организацией, осуществляющей сервисное обслуживание (с 01.01.2020)	
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.

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

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
1.	Общие требования		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям ⁵	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 состояния	Обязательно	
1.9.	Тарифные зоны, не менее	4-е	

⁵ 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
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) - 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	Требование ПАО «Россети» СТО 56947007-29.200.15.209-2015 п.п.6.5.1, 6.9.3, 6.9.6
2.1.2	Измерение основных показателей качества электроэнергии:	- положительное и отрицательное отклонение напряжения по ГОСТ Р 32144-2013» - отклонение частоты (с уточнением в части диапазона измерения частоты от 47.5 до 52.5 Гц);	Требование ПАО «Россети»
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 менее, лет	3	
2.2.4.	- формирование профиля активной и реактивной мощности нагрузки	от 1 до 60	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	непосредственного и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования, в диапазоне, мин		
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 посредством встроенного реле отключения	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	
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	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
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»
2.7.	Возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК: - при вскрытии клеммной крышки; - воздействии сверхнормативным магнитным полем;	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	- при перепараметрировании - превышении максимальной мощности; - отклонении от нормированного значения уровня напряжения;		
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»
2.11.2	Коммутационная износостойкость контактов реле, циклов, не менее	1000	Требование ПАО «Россети»
3.	ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ		
3.1.	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$:	3×230/400 В	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.1 табл.1
3.2.	Базовый ток I_6 (ПУ непосредственного включения), А	5, 10	ГОСТ 31818.11-12 п. 4.2, табл.2 Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
3.3.	Максимальный ток $I_{\text{макс}}$ (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: $\geq 0,004 \cdot I_6$	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
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

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
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»
3.17.	Скорость обмена информации при связи с ПУ по цифровым интерфейсам:		
	RS-485, не менее, бит/с	9600	Требование ПАО «Россети»
	Ethernet (опция), не менее Мбит/сек	10	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
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.	Требования к метрологическим характеристикам и метрологическому обеспечению		
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		
	- 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

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
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	$\pm 0,5 \%$	Требование ПАО «Россети»
	- предел основной приведённой погрешности измерения напряжения, не хуже	$\pm 0,5 \%$	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	$\pm 0,05$	
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»
4.9.	Точность хода встроенных энергонезависимых часов в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С в рабочем положении (с возможностью	$\pm 5,0$ с в сутки	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	внешней синхронизации) должна соответствовать требованиям		
5.	Требования к конструктивному исполнению, климатическим условиям и комплекту поставки		
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
5.4.	Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, ПУ	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удалённым (выносным) дисплеем		
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; - удаленный дисплей (для прибора учета сплит-исполнения);	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	<ul style="list-style-type: none"> - комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601; - методика поверки на партию приборов учета (или 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). 		
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.	Требования безопасности	<p>1) по степени защиты от поражения электрическим током приборы должны соответствовать классу защиты не ниже II по ГОСТ 12.2.007.0-75;</p> <p>2) по безопасности приборы должны соответствовать требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012;</p> <p>3) соответствие «Правилам устройства электроустановок» и «Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок».</p>	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
7.	Требование к программной и аппаратной совместимости		
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.	Сертификат соответствия средств связи	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.	Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):		
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»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
10.	Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):		
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»
11.	ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ		
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.	Требования к сервисным центрам		
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 замена любого блока оборудования в		

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требования
	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
ТРЕБОВАНИЯ К ОСНОВНЫМ ПАРАМЕТРАМ ПУ			
1.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ		
1.1.	ПУ должны соответствовать требованиям ⁶	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	

⁶ 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 /отключению (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	Обязательно	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	мТл (пиковое значение), вызывающее недопустимое отклонение метрологических 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	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	измерения, удалённого доступа и параметрирования		
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	0,9	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
3.7.	Скорость обмена информации при связи ПУ по цифровым интерфейсам:		
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.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ		
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:	СИ должны быть не хуже класса S	ГОСТ 30804.4.30 Требование ПАО «Россети»
	- положительное и отрицательное отклонение напряжения		
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	± 5,0 с в сутки	Требование ПАО «Россети»
5.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ, КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ И КОМПЛЕКТНОСТИ ПОСТАВКИ		
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	Обязательно	ГОСТ 31818.11-12 п. 5.3

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	для отображения информации		
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	Обязательно	Требование ПАО «Россети»

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
	измерения, удалённого доступа и параметрирования		
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"> - ПУ; - комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр)); - методика поверки на партию ПУ (или в качестве подраздела в составе ЭД); - действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорте-формуляре)); - сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа средства измерений на ПУ), транспортная тара 	Требование ПАО «Россети» ГОСТ 2.601
6.	Требования безопасности	<ol style="list-style-type: none"> 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 электроустановок». 	ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012, ГОСТ 12.2.007.0-75
7.	Требование к программной и аппаратной совместимости		
7.2.	Наличие в технической документации на устройство (паспорте или РЭ) информации о совместимости приборов учета с ПО ИВК	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
	«Пирамида-сети» (или с УСПД, совместимым с ПО ИВК «Пирамида-сети»)		
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.	Сертификат соответствия средств связи	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.	Требования к радио интерфейсу со встроенной антенной (при наличии):		
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.	Требования к радио интерфейсу с разъёмом под внешнюю антенну (при наличии):		
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	

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
10.5.	Срок службы, не менее, лет	20	
11.	Требования к заводу-изготовителю		
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.	Требования к сервисным центрам		
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.		

№ п/п	Технические требования (наименование параметра)	Требуемое значение	Подтверждающий документ
12.7.	Поставка любых запасных частей, ремонт 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 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 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 N 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 3000-2018 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	Типовые технические решения 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. организация эксплуатации
СТО 34.01-5.1-006-2017	Счётчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными

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.

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»

Содержание

1. Введение.....	212
2. Область применения.....	213
3. Нормативные ссылки.....	213
4. Термины и определения, обозначения и сокращения.....	216
4.1. Термины и определения.....	216
4.2. Обозначения и сокращения.....	219
5. Общие технические требования к устройствам сбора и передачи данных для оптового и розничного рынков электроэнергии.....	222
6. Библиография.....	238

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 ИЕС 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 (ИЕС 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 объединенная 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 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
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
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

№	Термин	Определение
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.

Термины и определения, обозначения и сокращения

Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

№	Термин	Определение
	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
	Данные	Информация со средств измерений, представляемая в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами
	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
	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

№	Термин	Определение
	Информационно-измерительный комплекс	Конструктивно объединенная или территориально локализованная совокупность прибора учёта электрической энергии, трансформатора тока и трансформатора напряжения (при необходимости) и их линий связи
	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
	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
	Коммерческий (расчётный) учёт электроэнергии (мощности)	Расчётным учётом электроэнергии называется учёт выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчёта за нее
	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
	Метрологическая характеристика средств измерений	Характеристика одного из свойств средства измерений, влияющего на результат измерений и его погрешность Примечания: Метрологические характеристики, устанавливаемые нормативными документами, называют нормируемыми метрологическими характеристиками, а определяемые экспериментально – действительными метрологическими характеристиками; Нормируемые метрологические характеристики УСПД приводятся в описании типа на конкретный тип УСПД
	Поверка средства измерений	Совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений установленным метрологическим требованиям
	Степень защиты	Способ защиты, обеспечиваемый оболочкой от доступа к основным частям, попадания внешних твердых предметов и (или) воды и проверяемый стандартными методами испытаний

№	Термин	Определение
	Журнал событий	Массив информации, формируемый устройством (прибором учёта), характеризующий изменения технического состояния, параметров и режимов работы этого устройства с привязкой к календарному времени
	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
	Условия эксплуатации	Совокупность значений внешних воздействующих факторов, которые во время эксплуатации электрооборудования могут на него влиять
	Номинальный параметр	Значение параметра электротехнического изделия, указанное изготовителем, при котором оно должно работать, являющееся исходным для отсчёта отклонений
	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)
	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
	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
	Точка учёта	Физическая точка на элементе сети, в которой выполняется измерение электрической энергии (или ее части), проходящей по данному элементу.

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
1.	ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЁЖНОСТИ			
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»	
1.9.	Требования к питанию			
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»	
2.	ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ			
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»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
2.1.2.2.	- разграничение полномочий пользователей различных уровней	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
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 зацикливания ("watchdog")	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.17.4	
3.	ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ			
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

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
3.6.	Сбор информации о состоянии средств ⁷ и объектов ⁸ измерений, а также о результатах измерений	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.7.2	
3.7.	Сбор информации от приборов учёта по основным и резервируемым цифровым интерфейсам	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	
3.8.	Режимы обмена информацией			
3.8.1.	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно	Методические рекомендации Минэнерго России, п.14.1	
3.8.2.	- спорадически	Обязательно		
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.	Двунаправленный 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»	

⁷ 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.

⁸ 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
3.11.	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
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.	Проведение коррекции времени			
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.	Формирование учётных показателей			
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

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
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 ПУ	Требование ПАО «Россети»	
		3,5 года	Требование ПАО «Россети»; Методические рекомендации Минэнерго России, п.8.3	Для УСПД с функциями ИВК
3.18.2.	- электропотребление ⁹ 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»	

⁹ 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
3.20.	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.	Ведение Журнала событий с регистрацией времени и даты следующих фактов:			
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»	
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, закливании 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.	ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ			
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»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
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.	ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ			
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 внешнего дисплея	Рекомендуется	Требование ПАО «Россети»	
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»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
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.	ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ			
6.1.	Соответствие требованиям безопасности по ГОСТ ИЕС 60950-1-2014	Обязательно	Требование ПАО «Россети» ГОСТ ИЕС 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 пламенем	Обязательно	ГОСТ 27484-87	
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 исполнения 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	М38	ГОСТ 30631-99, табл. 1	
7.3.1.	Вибрация: - диапазон частот, Гц - максимальная амплитуда, мм	0,1-100 1	ГОСТ 30631-99, табл. 1	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	- максимальное ускорение, м/с ²	5		
7.3.2.	Механические удары: - число ударов в минуту, шт. - максимальное ускорение, м/с ² - 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			
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.	Порт корпуса:			
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	СЖЗ 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	СЖЗ ± 6 кВ ± 8 кВ	ГОСТ 30804.4.2-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.2.5.	Устойчивость к импульсному магнитному полю	СЖ4 300 А/м	ГОСТ Р 50649-94; СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.3.	Сигнальные порты:			
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.	Порт питания постоянным током			
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	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
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	
8.4.4.	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии -по схеме «провод-земля» -по схеме «провод-провод»	СЖ3 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	СЖ3 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»	СЖ3, 1 кВ СЖ3 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.	Порт питания переменным током			
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.	<p>Питание переменным током</p> <p>Устойчивость к гармоникам и интергармоникам, к сигналам систем телеуправления и сигнализации в напряжении сети переменного тока.</p> <p>Устойчивость к колебаниям напряжения.</p> <p>Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания.</p>	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 ($\Delta f/f_1$) +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.	<p>Устойчивость к колебательным затухающим помехам</p> <p>Амплитуда повторяющихся КЗП:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» <p>Амплитуда однократных КЗП:</p> <ul style="list-style-type: none"> - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля» 	<p>СЖЗ 1 кВ</p> <p>СЖЗ 2,5 кВ</p> <p>СЖ4 2 кВ</p> <p>СЖ4 4 кВ</p>	ГОСТ Р 51317.4.12-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.5.6.	Устойчивость к наносекундным импульсным помехам	СЖ4 4 кВ	ГОСТ 30804.4.4-2013 СТО 56947007-29.240.044-2010	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
8.5.7.	Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии (от токов молнии): - по схеме «провод-провод» - по схеме «провод-земля»	СЖЗ 2 кВ СЖ4 4 кВ	ГОСТ Р 51317.4.5-99 СТО 56947007-29.240.044-2010	
8.6.	Помехоэмиссия 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.	Помехоэмиссия 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-	Обязательно	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров	Нормативный документ	Примечание
	сети»			
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.	ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ			
15.1.	Требования к заводу-изготовителю в соответствии с Приложением 1	-	Требование ПАО «Россети»	
16.	ТРЕБОВАНИЯ К СЕРВИСНЫМ ЦЕНТРАМ			
16.1.	Требования к сервисным центрам в соответствии с Приложением 2	-	Требование ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование параметра	Требуемое значение	Документ, устанавливающий требование
ТРЕБОВАНИЯ К ЗАВОДУ-ИЗГОТОВИТЕЛЮ ОБОРУДОВАНИЯ			
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
ТРЕБОВАНИЯ К СЕРВИСНЫМ ЦЕНТРАМ			
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	Типовые технические решения 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

Организация _____

Форма по ОКУД
Дата составления
по ОКПО

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 (перепутвердившего)
проектно-сметную документацию на объект (очередь, пусковой комплекс))

« _____ » _____ год № _____

7. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:

Начало работ _____
(месяц, год)

Окончание работ _____
(месяц, год)

(наименование объекта)

[illegible]

Предъявленный к приемке жилой дом имеет следующие показатели:

Показатель	Единица измерения	По проекту	Фактически
1	2	3	4
Общая (площадь здания)	м ²		
Количество этажей	этаж		
Общий строительный объем	м ³		
в том числе подземной части	м ³		
Площадь встроенных, встроенно-пристроенных и пристроенных помещений	м ²		
Всего квартир	шт.		
общая площадь	м ²		
жилая площадь	м ²		
в том числе:			
однокомнатных	шт.		
общая площадь	м ²		
жилая площадь	м ²		
двухкомнатных	шт.		
общая площадь	м ²		
жилая площадь	м ²		
трехкомнатных	шт.		
общая площадь	м ²		
жилая площадь	м ²		
четырёх- и более комнатных	шт.		
общая площадь	м ²		
жилая площадь	м ²		

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
№ 07-152/20 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

[illegible]

Приложение № 12
к энергосервисному договору
№ 07-152/20 от «___» _____ 20__ г.

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				

Перечень Элементов сети с разделением по группам очередности

Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
Группа Элементов сети №1		
Котласский городской РЭС	ПС-300 Заовражье 110/10	ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2
Архангельский РЭС	ПС-37 "Бакарица" 35/6	37-07, 37-10
Холмогорский РЭС	ПС-22 "Тройная Гора" 35/10, ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10	22-08 (Кеница), 23-06 (Вавчуга), 23-13
Плесецкий РЭС	ПС-120-Наволоок, ПС-131-Поселок	ВЛ-6-120-01, ВЛ-6-120-06, яч.03 Лесобаза-1, ВЛ-6-131-05, ВЛ-6-131-23
Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-12 Сафроновка
Архангельский РЭС	ПС-12 "Кузнечевская" 110/35/6	12-03, 12-15, 12-06
Котласский городской РЭС	ПС-301 Котлас	ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ВЛ-10 301-25 АЗС, ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ВЛ-10 301-37 Промбаза, ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2
Группа Элементов сети №2		
Архангельский РЭС	ПС-18 "Заостровье" 35/10	18-13
Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-07 ЖВК
Северодвинский РЭС	ПС-36 110/35/10	36-06
Вельский РЭС	ПС №220 Березник	ВЛ-10-220-02
Вилегодский РЭС	ПС-346 Виледь	ВЛ-10 346-03 Горка
Котласский РЭС	ПС-314 ПТФ	ВЛ-10 314-13 Козьмино
Каргопольский РЭС	ПС-142-Каргополь	ВЛ-10-142-02
Коношский РЭС	ПС-137-Ерцево	ВЛ-10-137-07
Онежский РЭС	ПС-122-Нименьга	ВЛ-10-122-11
Вельский РЭС	ПС №220 Березник, ПС №235 Вельск	ВЛ-10-220-09, ВЛ-10-235-107
Устьянский РЭС	ПС №229 ШЛПБ	ВЛ-10-229-17, ВЛ-10-229-20, ВЛ-10-229-06
Онежский РЭС	ПС-116-Онега, ПС-125-Вонгуда	ВЛ-10-116-11, ВЛ-10-116-12, ВЛ3-10-116-10, КЛ-10-116-04, ВЛ-10-116-15, ВЛ3-10-116-21, ВЛ-10-125-01, ВЛ-10-125-19
Коношский РЭС	ПС-141-Комплекс, ПС-149-Коноша	ВЛ-10-141-16, ВЛ-10-149-05, ВЛ-10-149-09, ВЛ-10-149-20, ВЛ-10-149-22, ВЛ-10-149-24, ВЛ-10-149-27
Котласский городской РЭС	ПС-300 Заовражье 110/10, ПС-301 Котлас, ПС-300 Заовражье (110,10)	ячейка 3, ВЛ-10 301-18,39,41 МТС-1,2,СЭС, ВЛ-10 300-03 Город, ВЛ-10 301-30 Котельная, ВЛ-10 301-23 Телецентр, ВЛ-10 300-06 Болтинка, ячейка 9, ячейка 23, ячейка 26
Архангельский РЭС	ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6	06-22, 06-28, 06-30, 06-32, 06-43, 06-45, 06-57, 06-01, 06-10, 06-12, 06-16, 06-34, 06-38, 06-42, 06-44
Вельский РЭС	ПС №201 Благовещенск	ВЛ-10-201-15
Вельский РЭС	ПС №235 Вельск	ВЛ-10-235-117, ВЛ-10-235-120, ВЛ-10-235-121, ВЛ-10-235-204, ВЛ-10-235-220
Котласский городской РЭС	ПС-302 Лименда	ВЛ-10 302-11 Нахимова
Группа Элементов сети №3		

Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
Ленский РЭС	ПС-360 Урдома	ВЛ-10 кВ 360-23 КС13-3, ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ВЛ-10 360-26 КС13-4
Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-21 Водозабор, ВЛ-10 361-09 Яренск
Приморский РЭС	Приморский	Приморский
Вельский РЭС	ПС №219 Хозьмино, ПС №223 Солга	ВЛ-10-219-12, ВЛ-10-223-02, ВЛ-10-223-16
Вельский РЭС	ПС №202 Кокшеньга	ВЛ-10-202-22
Ленский РЭС	ПС-362 Лена	ВЛ-10 362-04 Лена
Северодвинский РЭС	ПС Северодвинская ТЭЦ-1, ПС-38 110/10	37Д, 38-32, 38-14, 2Д, 38Д, 42Д
Плесецкий РЭС	ПС-151-Плесецк	ВЛ-10-151-33, ВЛ-10-151-39, ВЛ-10-151-32, ВЛ-10-151-41, ВЛ-10-151-42
Группа Элементов сети №4		
Шенкурский РЭС	ПС №207 Борок	ВЛ-10-207-04
Устьянский РЭС	ПС №232 Илеза	ВЛ-10-232-12
Черевковский РЭС	ПС-323 Красноборск-1	ВЛ-10 323-02 Телегово
Коношский РЭС	ПС-139-Подюга	ВЛ-10-139-15
Плесецкий РЭС	ПС-151-Плесецк	КЛ-10-151-03, КЛ-10-151-30
Коношский РЭС	ПС-137-Ерцево	ВЛ-10-137-09
Виноградовский РЭС	ПС №210 Рочегда, ПС №213 Конецгорье	ВЛ-10-210-13, ВЛ-10-213-24
Виноградовский РЭС	ПС №212 Важская	ВЛ-10-212-14
Шенкурский РЭС	ПС №207 Борок	ВЛ-10-207-13
Шенкурский РЭС	ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-233-13
Шенкурский РЭС	ПС №205 Шеговары	ВЛ-10-205-22
Шенкурский РЭС	ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-233-10
Котласский РЭС	ПС-352 Харитоново	ВЛ-10 352-14 Рябово
Котласский РЭС	ПС-313 Песчанка	ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ВЛ-10 313-11 Борки
Каргопольский РЭС	С-142-Каргополь, ПС-143-Подрезовская	ВЛ-10-142-18, ВЛ-10-143-05
Коношский РЭС	ПС-Волошка	яч.09 Посёлок
Коношский РЭС	ПС-139-Подюга	ВЛ-10-139-09
Онежский РЭС	ПС-128-Чекуевская	ВЛ-10-128-01
Архангельский РЭС	ПС-01 110/35/10/6	6-01-02, 6-01-30
Пинежский РЭС	ПС-43 "Шилега" 110/10, ПС-51 "Труфанова" 110/10	43-03 (РП Пиринемь), 43-18 (РП Пиринемь), 51-02, 51-03
Пинежский РЭС	ПС-47 "Пинега" 110/10	47-05
Холмогорский РЭС	ПС-59 "Кехта" 110/10	59-02 (Всходы)
Вельский РЭС	ПС №201 Благовещенск	ВЛ-10-201-06, ВЛ-10-201-13, ВЛ-10-201-14
Виноградовский РЭС	ПС №210 Рочегда, ПС №215 Игнатьевская	ВЛ-10-210-18, ВЛ-10-215-13, ВЛ-10-215-14
Виноградовский РЭС	ПС №209 Дв. Березник	ВЛ-10-209-14, ВЛ-10-209-23, ВЛ-10-209-24
Устьянский РЭС	ПС №228 Едемская, ПС №234 Шангалы	ВЛ-10-228-01, ВЛ-10-228-08, ВЛ-10-228-11, ВЛ-10-234-21, ВЛ-10-234-22, ВЛ-10-234-24
Шенкурский РЭС	ПС №206 У-Паденьга, ПС №207 Борок	ВЛ-10-206-103, ВЛ-10-207-03
Шенкурский РЭС	ПС №206 У-Паденьга, ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-206-202, ВЛ-10-233-02

Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
Вельский РЭС	ПС №225 Верхняя Пуя	ВЛ-10-225-09
Устьянский РЭС	ПС №230 Строевская	ВЛ-10-230-08, ВЛ-10-230-12
Шенкурский РЭС	ПС №206 У-Паденьга, ПС №208 Ровдино	ВЛ-10-206-203, ВЛ-10-208-12, ВЛ-10-208-15, ВЛ-10-208-08
Верхнетоемский РЭС	ПС-334 Корниловская, ПС-335 Семеновская	ВЛ-10 334-15 Шорма, ВЛ-10 335-06 П.Виноградова
Верхнетоемский РЭС	ПС-332 В.Тойма	ВЛ-10 332-11 Аэропорт
Верхнетоемский РЭС	ПС-335 Семеновская	ВЛ-10 335-12 Север
Вилегодский РЭС	ПС-343 Быково, ПС-344 Павловск	ВЛ-10 343-09 Дружба, ВЛ-10 344-11 Савичи
Черевковский РЭС	ПС-354 Уфтюга	ВЛ-10 354-09 Дябрино, ВЛ-10 354-12 Б.Слуда
Черевковский РЭС	ПС-321 Черевково, ПС-324 Аникеево	ВЛ-10 321-05 Черевково, ВЛ-10 321-08 Ляхово, ВЛ-10 324-03 Коптелово
Верхнетоемский РЭС	ПС-332 В.Тойма	ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ВЛ-10 332-07 Зеленник
Верхнетоемский РЭС	ПС-333 Вознесенье	ВЛ-10 333-03 Алексеевская
Вилегодский РЭС	ПС-345 Самино	ВЛ-10 345-07 Сорowo
Котласский РЭС	ПС-300 Заовражье (10), ПС-312 Савватия	ВЛ-10 300-19 Вотлажма, ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ВЛ-10 312-14 Пырский
Ленский РЭС	ПС-364 Устьевская	ВЛ-10 364-01 Литвиново, ВЛ-10 364-03 Белопашино, ВЛ-10 364-06 Сойга
Черевковский РЭС	ПС-321 Черевково, ПС-322 Красноборск-2	ВЛ-10 321-04 Шилово, ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ВЛ-10 322-05 Антропово, ВЛ-10 322-11 СХТ
Каргопольский РЭС	ПС-142-Каргополь, ПС-148-Штурм	ВЛ-10-142-19, ВЛ-10-142-09, ВЛ-10-148-10
Каргопольский РЭС	ПС-142-Каргополь, ПС-144-Шелохово	ВЛ-10-142-03, ВЛ-10-144-01, ВЛ-10-144-03
Каргопольский РЭС	ПС-145-Кречетово	ВЛ-10-145-01, ВЛ-10-145-13
Коношский РЭС	ПС-149-Коноша	ВЛ-10-149-06
Коношский РЭС	ПС-Волошка	яч.14 Вандыш
Няндомский РЭС	ПС-134-Шалакуша	ВЛ-10-134-02, ВЛ-10-134-03, ВЛ-10-134-11
Онежский РЭС	ПС-126-Клещевская	ВЛ-10-126-08
Онежский РЭС	ПС-126-Клещевская	ВЛ-10-126-06
Онежский РЭС	ПС-128-Чекуевская	ВЛ-10-128-12
Плесецкий РЭС	ПС-153-Обозерская	ВЛ-10-153-11
Архангельский РЭС	ПС-45 "Первомайская" 110/35/6	45-22
Пинежский РЭС	ПС-42 "Карпогоры" 110/10	42-06,42-11
Пинежский РЭС	ПС-47 "Пинега" 110/10	47-07
Пинежский РЭС	ПС-51 "Труфанова" 110/10	51-08
Каргопольский РЭС	ПС-146-Песок	ВЛ-10-146-02
Каргопольский РЭС	ПС-146-Песок, ПС-148-Штурм	ВЛ-10-146-01, ВЛ-10-148-01
Вельский РЭС	ПС №216 Пежда, ПС №221 ВЛПБ, ПС №235 Вельск	ВЛ-10-216-15, ВЛ-10-221-20, ВЛ-10-221-21, ВЛ-10-221-22, ВЛ-10-235-116
Вельский РЭС	ПС №235 Вельск	ВЛ-10-235-104, ВЛ-10-235-215, ВЛ-10-235-216
Устьянский РЭС	ПС №229 ШЛПБ, ПС №234 Шангалы	ВЛ-10-229-12, ВЛ-10-234-27, ВЛ-10-234-26

Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
Вилегодский РЭС	ПС-341 Ильинск, ПС-342 Кошкино, ПС-343 Быково	ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ВЛ-10 342-14 Кулига, ВЛ-10 342-15 Путятино, ВЛ-10 343-02 Лынозавод, ВЛ-10 343-03 Сидоровская

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике
и финансам Архангельского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

« »
М.П.

/А.В. Зубков/



2020 года

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

« »
М.П.

/В.Г.Охотин/



2020 года

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

Наименование проекта:
Организация системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных в филиале ПАО «МРСК Северо-Запада «Архэнерго» на условиях заключения энергосервисного договора (контракта) с целью снижения потерь электрической энергии

Тип договора: энергосервисный контракт

Срок контракта: 70

Инвестиционная фаза: с 01.04.2020 г. по 31.12.2021 г.

Операционная фаза: с 01.10.2020 г. по 31.01.2026 г.

Распределение эффекта: 90% - ЭСКО/ 10% - Заказчик

Инвестиционные затраты: 698 546 тыс. рублей (без НДС) 993 244

% ставка на весь срок контракта: -

Цена договора: 993243,60612 тыс. рублей (без НДС) -

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по всем группам Элементов сети	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	993 244	0	25 837	134 140	193 795	199 834	207 320	215 089	17 229
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	699 044	0	114 051	114 051	114 051	114 051	114 051	114 051	14 739
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	398 913	0	105 362	70 604	53 226	53 226	53 226	53 226	10 043
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	300 131	0	8 689	43 446	60 825	60 825	60 825	60 825	4 696
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	824 799	0	21 449	111 416	160 705	165 572	172 195	179 082	14 379
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	278 805	0	7 259	37 628	54 622	56 467	58 161	59 905	4 764
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	993 244	0	25 837	134 140	193 795	199 834	207 320	215 089	17 229
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	110 360	0	2 871	14 904	21 533	22 204	23 036	23 899	1 914
Доля роста объема оказанных услуг от величины снижения потерь эл.энергии (эластичность спроса)	0,5								
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Элементу сети "Приморский РЭС"	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	115 952	0	0	21 611	22 302	22 997	23 858	24 752	431
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	109 602	0	18 003	18 003	18 003	18 003	18 003	18 003	1 581
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	74 486	0	18 003	11 004	11 004	11 004	11 004	11 004	1 464
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	35 116	0	0	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	118
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	96 283	0	0	17 950	18 494	19 054	19 816	20 609	360

Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	32 553	0	0	6 062	6 286	6 498	6 693	6 894	119
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	115 952	0	0	21 611	22 302	22 997	23 858	24 752	431
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	12 884	0	0	2 401	2 478	2 555	2 651	2 750	48
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 102 (Холмогорский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	19 617	0	1 033	3 392	3 500	3 609	3 744	3 885	455
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	8 279	0	1 352	1 352	1 352	1 352	1 352	1 352	167
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	2 315	0	1 005	254	254	254	254	254	43
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	5 964	0	347	1 098	1 098	1 098	1 098	1 098	124
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	16 291	0	858	2 817	2 902	2 990	3 110	3 234	379
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	5 506	0	290	951	986	1 020	1 050	1 082	126
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	19 617	0	1 033	3 392	3 500	3 609	3 744	3 885	455
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	2 180	0	115	377	389	401	416	432	51

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру 59-02 (Холмогорский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 955	0	0	0	692	714	740	768	41
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 805	0	295	295	295	295	295	295	36
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	925	0	295	295	78	78	78	78	25
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	880	0	0	0	217	217	217	217	11
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 454	0	0	0	574	591	615	639	34
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	830	0	0	0	195	202	208	214	11
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 955	0	0	0	692	714	740	768	41
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	328	0	0	0	77	79	82	85	5

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 8 (Архангельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 563	0	0	0	365	376	390	405	26
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 030	0	165	165	165	165	165	165	37
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	565	0	165	165	51	51	51	51	30
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	465	0	0	0	115	115	115	115	7
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 298	0	0	0	303	312	324	337	22
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	439	0	0	0	103	106	110	113	7
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 563	0	0	0	365	376	390	405	26
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	174	0	0	0	41	42	43	45	3

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	38 568	0	9 405	5 599	5 599	5 599	5 599	5 599	1 167
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	29 088	0	1 676	5 482	5 482	5 482	5 482	5 482	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	79 267	0	4 138	14 059	14 485	14 923	15 520	16 141	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	26 803	0	1 400	4 748	4 923	5 089	5 242	5 399	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	95 462	0	4 985	16 926	17 467	18 011	18 686	19 386	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	10 607	0	554	1 881	1 941	2 001	2 076	2 154	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 53 (Пинежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	835	0	0	0	198	204	212	220	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	915	0	150	150	150	150	150	150	16
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	666	0	150	150	87	87	87	87	16
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	249	0	0	0	62	62	62	62	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	693	0	0	0	164	169	176	183	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	234	0	0	0	56	58	60	61	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	835	0	0	0	198	204	212	220	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	93	0	0	0	22	23	24	24	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру 18-13 (Архангельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	6 480	0	160	1 157	1 194	1 231	1 277	1 325	136
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 734	0	439	439	439	439	439	439	99
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	770	0	385	64	64	64	64	64	62
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 964	0	54	375	375	375	375	375	37
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	5 381	0	133	961	990	1 020	1 061	1 103	113
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 819	0	45	325	337	348	358	369	37
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	6 480	0	160	1 157	1 194	1 231	1 277	1 325	136
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	720	0	18	129	133	137	142	147	15

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру 47-07 (Пинежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	891	0	0	0	212	218	226	235	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	851	0	139	139	139	139	139	139	14
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	586	0	139	139	73	73	73	73	14
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	266	0	0	0	66	66	66	66	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	739	0	0	0	175	181	188	195	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	250	0	0	0	60	62	63	65	0

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	891	0	0	0	212	218	226	235	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	99	0	0	0	24	24	25	26	0
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 300 (Котласский городской РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	61 620	0	5 206	10 554	10 891	11 230	11 651	12 088	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	44 860	0	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	7 354	733
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	26 018	0	5 604	3 936	3 936	3 936	3 936	3 936	733
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	18 842	0	1 751	3 418	3 418	3 418	3 418	3 418	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	51 166	0	4 322	8 766	9 031	9 305	9 677	10 064	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	17 301	0	1 463	2 960	3 070	3 173	3 269	3 367	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	61 620	0	5 206	10 554	10 891	11 230	11 651	12 088	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	6 847	0	578	1 173	1 210	1 248	1 295	1 343	0
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2 (Котласский городской РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	9 560	0	502	1 664	1 717	1 771	1 837	1 906	163
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	5 006	0	812	812	812	812	812	812	133
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	2 098	0	643	273	273	273	273	273	89
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 908	0	169	539	539	539	539	539	44
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	7 939	0	416	1 382	1 424	1 467	1 526	1 587	136
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 683	0	141	467	484	500	515	531	45
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	9 560	0	502	1 664	1 717	1 771	1 837	1 906	163
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 062	0	56	185	191	197	204	212	18
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 329 (Котласский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 025	0	0	0	1 183	1 220	1 266	1 313	43
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 359	0	545	545	545	545	545	545	89
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 862	0	545	545	174	174	174	174	77
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 497	0	0	0	371	371	371	371	12
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 172	0	0	0	981	1 011	1 051	1 093	36
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 411	0	0	0	333	345	355	366	12
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 025	0	0	0	1 183	1 220	1 266	1 313	43
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	558	0	0	0	131	136	141	146	5

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	3 274	0	1 019	425	425	425	425	425	128
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 986	0	0	594	594	594	594	594	17
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	8 189	0	0	1 523	1 569	1 616	1 681	1 748	53
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 768	0	0	514	533	551	568	585	18
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	9 862	0	0	1 833	1 892	1 951	2 024	2 099	63
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 096	0	0	204	210	217	225	233	7

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 326 (Ленский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	12 618	0	0	2 350	2 425	2 501	2 594	2 692	56
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	8 088	0	1 325	1 325	1 325	1 325	1 325	1 325	135
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	4 267	0	1 325	564	564	564	564	564	120
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	3 821	0	0	761	761	761	761	761	15
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	10 478	0	0	1 952	2 011	2 072	2 155	2 241	47
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	3 542	0	0	659	684	707	728	750	16
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	12 618	0	0	2 350	2 425	2 501	2 594	2 692	56
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 402	0	0	261	269	278	288	299	6

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 340 (Ленский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	4 278	0	0	0	1 016	1 048	1 087	1 128	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 744	0	452	452	452	452	452	452	32
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 468	0	452	452	133	133	133	133	32
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 275	0	0	0	319	319	319	319	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	3 552	0	0	0	842	868	903	939	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 201	0	0	0	286	296	305	314	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	4 278	0	0	0	1 016	1 048	1 087	1 128	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	475	0	0	0	113	116	121	125	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 361-12 Сафроновка (Ленский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	7 151	0	406	1 229	1 268	1 307	1 356	1 407	178
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 705	0	603	603	603	603	603	603	86
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 531	0	467	205	205	205	205	205	38
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 175	0	137	398	398	398	398	398	49
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	5 939	0	337	1 020	1 051	1 083	1 127	1 172	149
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 007	0	114	345	357	369	380	392	49

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	7 151	0	406	1 229	1 268	1 307	1 356	1 407	178
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	795	0	45	137	141	145	151	156	20

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 362-04 Лена (Ленский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	4 795	0	0	870	898	926	960	996	144
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 451	0	399	399	399	399	399	399	57
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 003	0	399	117	117	117	117	117	18
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 448	0	0	282	282	282	282	282	39
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	3 982	0	0	723	745	767	798	830	120
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 346	0	0	244	253	262	269	278	40
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	4 795	0	0	870	898	926	960	996	144
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	533	0	0	97	100	103	107	111	16

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 361-07 ЖВК (Ленский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 043	0	319	871	899	927	961	997	69
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 297	0	374	374	374	374	374	374	53
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	760	0	266	92	92	92	92	92	34
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 537	0	107	282	282	282	282	282	19
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 188	0	265	723	745	768	798	830	58
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 416	0	90	244	253	262	270	278	19
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 043	0	319	871	899	927	961	997	69
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	560	0	35	97	100	103	107	111	8

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 508 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	12 968	0	0	0	3 074	3 170	3 288	3 412	24
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	8 427	0	1 399	1 399	1 399	1 399	1 399	1 399	36
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	4 562	0	1 399	1 399	434	434	434	434	29
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	3 866	0	0	0	965	965	965	965	7
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	10 767	0	0	0	2 549	2 626	2 731	2 841	20
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	3 642	0	0	0	866	896	923	950	7
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	12 968	0	0	0	3 074	3 170	3 288	3 412	24
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 441	0	0	0	342	352	365	379	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 510 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	7 314	0	0	1 368	1 411	1 455	1 510	1 567	3
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	4 192	0	696	696	696	696	696	696	18
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 976	0	696	253	253	253	253	253	17
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 216	0	0	443	443	443	443	443	1
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	6 074	0	0	1 136	1 170	1 206	1 254	1 304	3
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 054	0	0	384	398	411	424	436	1
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	7 314	0	0	1 368	1 411	1 455	1 510	1 567	3
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	813	0	0	152	157	162	168	174	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру 51-08 (Пинежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	549	0	0	0	129	133	138	144	4
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	362	0	59	59	59	59	59	59	7
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	198	0	59	59	19	19	19	19	5
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	163	0	0	0	41	41	41	41	1
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	456	0	0	0	107	110	115	119	3
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	154	0	0	0	36	38	39	40	1
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	549	0	0	0	129	133	138	144	4
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	61	0	0	0	14	15	15	16	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 546 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 610	0	173	637	657	678	703	729	33
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 733	0	284	284	284	284	284	284	32
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	635	0	225	77	77	77	77	77	23
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 099	0	58	206	206	206	206	206	9
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 998	0	144	529	545	561	584	607	28
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 014	0	49	179	185	191	197	203	9
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 610	0	173	637	657	678	703	729	33
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	401	0	19	71	73	75	78	81	4

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-202-22 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	4 274	0	0	799	824	850	882	915	6
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 291	0	380	380	380	380	380	380	10

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	996	0	380	122	122	122	122	122	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 295	0	0	259	259	259	259	259	2
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	3 549	0	0	663	683	704	732	762	5
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 200	0	0	224	232	240	247	255	2
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	4 274	0	0	799	824	850	882	915	6
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	475	0	0	89	92	94	98	102	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-225-09 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 444	0	0	0	580	599	621	644	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 799	0	299	299	299	299	299	299	8
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 071	0	299	299	116	116	116	116	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	729	0	0	0	182	182	182	182	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 029	0	0	0	481	496	516	536	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	686	0	0	0	164	169	174	179	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 444	0	0	0	580	599	621	644	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	272	0	0	0	64	67	69	72	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-146-02 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	815	0	0	0	192	198	205	213	6
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	422	0	70	70	70	70	70	70	4
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	180	0	70	70	9	9	9	9	2
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	243	0	0	0	60	60	60	60	2
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	676	0	0	0	159	164	171	177	5
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	229	0	0	0	54	56	58	59	2
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	815	0	0	0	192	198	205	213	6
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	91	0	0	0	21	22	23	24	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-220-02 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 240	0	174	573	591	609	632	656	5
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 621	0	269	269	269	269	269	269	7
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	634	0	211	84	84	84	84	84	6
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	987	0	59	185	185	185	185	185	1
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 690	0	144	476	490	505	525	546	4
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	910	0	49	161	167	172	177	183	1

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 240	0	174	573	591	609	632	656	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	360	0	19	64	66	68	70	73	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 417 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	81 045	0	5 054	14 143	14 595	15 050	15 613	16 198	392
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	43 681	0	7 147	7 147	7 147	7 147	7 147	7 147	797
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	18 971	0	5 448	2 567	2 567	2 567	2 567	2 567	690
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	24 710	0	1 700	4 581	4 581	4 581	4 581	4 581	107
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	67 297	0	4 196	11 747	12 103	12 469	12 968	13 487	327
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	22 753	0	1 420	3 967	4 114	4 253	4 380	4 512	108
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	81 045	0	5 054	14 143	14 595	15 050	15 613	16 198	392
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	9 005	0	562	1 571	1 622	1 672	1 735	1 800	44

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-126-08 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 089	0	0	0	254	262	271	282	20
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	601	0	98	98	98	98	98	98	11
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	277	0	98	98	19	19	19	19	6
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	324	0	0	0	80	80	80	80	6
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	904	0	0	0	210	217	225	234	17
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	306	0	0	0	72	74	76	78	6
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 089	0	0	0	254	262	271	282	20
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	121	0	0	0	28	29	30	31	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-126-06 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	575	0	0	0	136	140	145	151	3
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	394	0	65	65	65	65	65	65	7
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	223	0	65	65	22	22	22	22	6
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	171	0	0	0	43	43	43	43	1
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	477	0	0	0	113	116	121	125	2
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	161	0	0	0	38	40	41	42	1
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	575	0	0	0	136	140	145	151	3
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	64	0	0	0	15	16	16	17	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 429 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	784	0	0	0	184	190	197	205	8
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	404	0	67	67	67	67	67	67	4
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	170	0	67	67	9	9	9	9	2
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	234	0	0	0	58	58	58	58	2
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	651	0	0	0	153	157	164	170	6
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	220	0	0	0	52	54	55	57	2
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	784	0	0	0	184	190	197	205	8
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	87	0	0	0	20	21	22	23	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-122-11 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 753	0	209	659	680	701	727	754	24
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 891	0	309	309	309	309	309	309	35
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	748	0	239	96	96	96	96	96	28
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 143	0	70	213	213	213	213	213	6
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	3 116	0	173	547	564	581	604	628	20
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 054	0	59	185	192	198	204	210	7
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 753	0	209	659	680	701	727	754	24
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	417	0	23	73	76	78	81	84	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-128-01 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 335	0	0	0	313	322	334	347	18
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	804	0	131	131	131	131	131	131	15
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	406	0	131	131	33	33	33	33	10
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	397	0	0	0	98	98	98	98	5
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 108	0	0	0	259	267	278	289	15
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	375	0	0	0	88	91	94	97	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 335	0	0	0	313	322	334	347	18
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	148	0	0	0	35	36	37	39	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-128-12 (Онежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	994	0	0	0	234	241	250	259	10
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	634	0	104	104	104	104	104	104	12

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	338	0	104	104	30	30	30	30	9
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	296	0	0	0	73	73	73	73	3
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	825	0	0	0	194	200	208	216	8
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	279	0	0	0	66	68	70	72	3
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	994	0	0	0	234	241	250	259	10
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	110	0	0	0	26	27	28	29	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 55 (Пинежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 154	0	0	0	509	525	545	565	11
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 556	0	250	250	250	250	250	250	56
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	914	0	250	250	90	90	90	90	53
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	642	0	0	0	160	160	160	160	3
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 789	0	0	0	422	435	452	470	9
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	605	0	0	0	143	148	153	157	3
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 154	0	0	0	509	525	545	565	11
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	239	0	0	0	57	58	61	63	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-201-15 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	7 613	0	721	1 289	1 330	1 372	1 423	1 477	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 827	0	471	471	471	471	471	471	0
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	497	0	229	54	54	54	54	54	0
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 330	0	243	418	418	418	418	418	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	6 321	0	599	1 071	1 103	1 137	1 182	1 229	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 138	0	203	362	375	388	399	411	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	7 613	0	721	1 289	1 330	1 372	1 423	1 477	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	846	0	80	143	148	152	158	164	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 502 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 939	0	0	0	1 410	1 454	1 509	1 565	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	8 117	0	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	1 330	136
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	6 346	0	1 330	1 330	887	887	887	887	136
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 771	0	0	0	443	443	443	443	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 931	0	0	0	1 170	1 205	1 253	1 303	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 668	0	0	0	398	411	423	436	0

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 939	0	0	0	1 410	1 454	1 509	1 565	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	660	0	0	0	157	162	168	174	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 504 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	14 282	0	0	0	3 392	3 497	3 628	3 764	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	11 960	0	1 959	1 959	1 959	1 959	1 959	1 959	204
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	7 702	0	1 959	1 959	895	895	895	895	204
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	4 258	0	0	0	1 065	1 065	1 065	1 065	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	11 858	0	0	0	2 813	2 898	3 014	3 134	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	4 011	0	0	0	956	988	1 018	1 048	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	14 282	0	0	0	3 392	3 497	3 628	3 764	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 587	0	0	0	377	389	403	418	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру 47-05 (Пинежский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 764	0	0	0	656	677	702	729	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 644	0	585	585	585	585	585	585	132
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	2 820	0	585	585	379	379	379	379	132
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	824	0	0	0	206	206	206	206	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 295	0	0	0	544	561	583	607	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	776	0	0	0	185	191	197	203	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 764	0	0	0	656	677	702	729	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	307	0	0	0	73	75	78	81	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 84 (Северодвинский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 597	0	0	1 023	1 055	1 088	1 129	1 171	131
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	22 883	0	3 753	3 753	3 753	3 753	3 753	3 753	366
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	21 192	0	3 753	3 422	3 422	3 422	3 422	3 422	330
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 692	0	0	331	331	331	331	331	36
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 648	0	0	849	875	902	938	975	109
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 571	0	0	287	297	307	317	326	36
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 597	0	0	1 023	1 055	1 088	1 129	1 171	131
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	622	0	0	114	117	121	125	130	15

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	13 158	0	3 329	3 329	1 588	1 588	1 588	1 588	150
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	7 563	0	0	0	1 741	1 741	1 741	1 741	599
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	21 229	0	0	0	4 600	4 740	4 929	5 126	1 833
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	7 167	0	0	0	1 564	1 616	1 665	1 715	607
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	25 556	0	0	0	5 547	5 720	5 935	6 157	2 197
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	2 840	0	0	0	616	636	659	684	244

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-212-14 (Виноградовский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	780	0	0	0	179	184	191	198	28
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	432	0	69	69	69	69	69	69	16
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	200	0	69	69	13	13	13	13	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	232	0	0	0	56	56	56	56	8
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	648	0	0	0	148	153	159	165	24
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	219	0	0	0	50	52	54	55	8
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	780	0	0	0	179	184	191	198	28
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	87	0	0	0	20	20	21	22	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 521 (Устьянский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	17 010	0	0	0	3 716	3 832	3 975	4 124	1 364
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	12 102	0	1 944	1 944	1 944	1 944	1 944	1 944	437
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	7 066	0	1 944	1 944	778	778	778	778	66
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	5 037	0	0	0	1 166	1 166	1 166	1 166	372
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	14 129	0	0	0	3 081	3 175	3 302	3 434	1 138
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	4 771	0	0	0	1 047	1 083	1 115	1 149	377
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	17 010	0	0	0	3 716	3 832	3 975	4 124	1 364
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 890	0	0	0	413	426	442	458	152

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 525 (Устьянский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 067	0	0	0	246	254	264	273	30
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	640	0	103	103	103	103	103	103	23
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	323	0	103	103	25	25	25	25	15
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	317	0	0	0	77	77	77	77	8
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	886	0	0	0	204	210	219	228	25
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	299	0	0	0	69	72	74	76	8

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 067	0	0	0	246	254	264	273	30
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	119	0	0	0	27	28	29	30	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 530 (Устьянский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	17 942	0	777	3 179	3 281	3 383	3 510	3 641	171
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	11 354	0	1 861	1 861	1 861	1 861	1 861	1 861	185
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	5 898	0	1 600	832	832	832	832	832	139
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	5 456	0	261	1 030	1 030	1 030	1 030	1 030	47
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	14 899	0	645	2 641	2 721	2 803	2 915	3 032	143
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	5 037	0	218	892	925	956	985	1 014	47
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	17 942	0	777	3 179	3 281	3 383	3 510	3 641	171
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 994	0	86	353	365	376	390	405	19

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-232-12 (Устьянский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	517	0	0	0	117	121	126	130	22
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	269	0	43	43	43	43	43	43	10
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	115	0	43	43	6	6	6	6	4
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	154	0	0	0	37	37	37	37	6
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	429	0	0	0	97	100	104	109	18
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	145	0	0	0	33	34	35	36	6
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	517	0	0	0	117	121	126	130	22
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	57	0	0	0	13	13	14	14	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 503 (Вельский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	26 619	0	993	4 794	4 947	5 101	5 292	5 491	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	34 281	0	5 619	5 619	5 619	5 619	5 619	5 619	565
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	26 183	0	5 285	4 067	4 067	4 067	4 067	4 067	565
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	8 098	0	334	1 553	1 553	1 553	1 553	1 553	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	22 103	0	825	3 982	4 102	4 227	4 396	4 572	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	7 474	0	279	1 345	1 394	1 441	1 485	1 529	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	26 619	0	993	4 794	4 947	5 101	5 292	5 491	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	2 958	0	110	533	550	567	588	610	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 533 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 730	0	0	0	630	650	674	699	77
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 566	0	422	422	422	422	422	422	37
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 754	0	422	422	224	224	224	224	16
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	812	0	0	0	198	198	198	198	21
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 267	0	0	0	522	538	560	582	64
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	766	0	0	0	178	184	189	195	21
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 730	0	0	0	630	650	674	699	77
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	303	0	0	0	70	72	75	78	9

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 534 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 116	0	0	0	265	273	284	294	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 416	0	228	228	228	228	228	228	51
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 084	0	228	228	144	144	144	144	51
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	333	0	0	0	83	83	83	83	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	927	0	0	0	220	226	236	245	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	313	0	0	0	75	77	80	82	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 116	0	0	0	265	273	284	294	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	124	0	0	0	29	30	32	33	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 535 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 059	0	0	0	698	720	747	775	119
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 649	0	265	265	265	265	265	265	60
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	740	0	265	265	46	46	46	46	27
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	909	0	0	0	219	219	219	219	33
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 540	0	0	0	579	596	620	645	100
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	858	0	0	0	197	203	209	216	33
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 059	0	0	0	698	720	747	775	119
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	340	0	0	0	78	80	83	86	13

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-207-13 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 373	0	0	0	322	332	344	357	19
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	928	0	149	149	149	149	149	149	34

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	519	0	149	149	48	48	48	48	28
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	409	0	0	0	101	101	101	101	5
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 140	0	0	0	267	275	286	297	16
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	385	0	0	0	91	94	97	99	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 373	0	0	0	322	332	344	357	19
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	153	0	0	0	36	37	38	40	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-233-13 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	944	0	0	0	216	223	232	240	33
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	532	0	85	85	85	85	85	85	19
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	251	0	85	85	17	17	17	17	10
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	281	0	0	0	68	68	68	68	9
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	784	0	0	0	180	185	192	200	27
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	265	0	0	0	61	63	65	67	9
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	944	0	0	0	216	223	232	240	33
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	105	0	0	0	24	25	26	27	4

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-205-22 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 376	0	0	0	564	582	604	626	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 873	0	301	301	301	301	301	301	68
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 165	0	301	301	124	124	124	124	68
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	708	0	0	0	177	177	177	177	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 972	0	0	0	468	482	501	521	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	667	0	0	0	159	164	169	174	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 376	0	0	0	564	582	604	626	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	264	0	0	0	63	65	67	70	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-207-04 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	849	0	0	0	195	202	209	217	26
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	498	0	80	80	80	80	80	80	18
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	245	0	80	80	19	19	19	19	11
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	252	0	0	0	61	61	61	61	7
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	705	0	0	0	162	167	174	181	21
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	238	0	0	0	55	57	59	60	7

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	849	0	0	0	195	202	209	217	26
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	94	0	0	0	22	22	23	24	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-233-10 (Шенкурский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 533	0	0	0	352	363	377	391	49
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	882	0	142	142	142	142	142	142	32
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	427	0	142	142	31	31	31	31	18
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	456	0	0	0	111	111	111	111	13
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 273	0	0	0	292	301	313	326	41
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	430	0	0	0	99	103	106	109	14
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 533	0	0	0	352	363	377	391	49
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	170	0	0	0	39	40	42	43	5

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 316 (Верхнеотомский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 518	0	0	0	775	799	829	860	255
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 052	0	490	490	490	490	490	490	110
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	2 009	0	490	490	247	247	247	247	41
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 042	0	0	0	243	243	243	243	69
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 922	0	0	0	643	662	689	716	212
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	987	0	0	0	218	226	233	240	70
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 518	0	0	0	775	799	829	860	255
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	391	0	0	0	86	89	92	96	28

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 318 (Верхнеотомский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 239	0	0	0	290	299	310	322	18
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	830	0	133	133	133	133	133	133	30
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	461	0	133	133	42	42	42	42	25
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	369	0	0	0	91	91	91	91	5
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 029	0	0	0	240	248	258	268	15
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	348	0	0	0	82	84	87	90	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 239	0	0	0	290	299	310	322	18
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	138	0	0	0	32	33	34	36	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 520 (Устьянский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	8 347	0	0	0	1 928	1 988	2 063	2 140	227
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	7 445	0	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	1 220	127
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	4 963	0	1 220	1 220	614	614	614	614	65
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 483	0	0	0	605	605	605	605	62
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	6 931	0	0	0	1 599	1 647	1 713	1 782	190
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 343	0	0	0	543	562	579	596	63
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	8 347	0	0	0	1 928	1 988	2 063	2 140	227
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	927	0	0	0	214	221	229	238	25

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 332-11 Аэропорт (Верхнетоемский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 192	0	0	0	521	537	557	578	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 981	0	318	318	318	318	318	318	72
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 327	0	318	318	155	155	155	155	72
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	654	0	0	0	163	163	163	163	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 820	0	0	0	432	445	463	481	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	616	0	0	0	147	152	156	161	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 192	0	0	0	521	537	557	578	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	244	0	0	0	58	60	62	64	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 333-03 Алексеевская (Верхнетоемский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 341	0	0	0	309	319	331	343	40
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	792	0	127	127	127	127	127	127	29
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	393	0	127	127	30	30	30	30	18
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	399	0	0	0	97	97	97	97	11
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 114	0	0	0	256	264	275	286	33
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	377	0	0	0	87	90	93	96	11
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 341	0	0	0	309	319	331	343	40
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	149	0	0	0	34	35	37	38	4

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 335-12 Север (Верхнетоемский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	782	0	0	0	179	185	192	199	28
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	434	0	70	70	70	70	70	70	16

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	202	0	70	70	14	14	14	14	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	233	0	0	0	56	56	56	56	8
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	650	0	0	0	149	153	159	166	24
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	220	0	0	0	50	52	54	55	8
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	782	0	0	0	179	185	192	199	28
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	87	0	0	0	20	21	21	22	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 310 (Вилегодский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	6 347	0	0	0	1 507	1 554	1 613	1 673	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	5 812	0	952	952	952	952	952	952	98
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	3 920	0	952	952	479	479	479	479	98
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 892	0	0	0	473	473	473	473	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	5 270	0	0	0	1 250	1 288	1 339	1 393	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 782	0	0	0	425	439	452	466	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	6 347	0	0	0	1 507	1 554	1 613	1 673	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	705	0	0	0	167	173	179	186	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 324 (Вилегодский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 316	0	0	0	308	318	330	342	17
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	893	0	143	143	143	143	143	143	32
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	501	0	143	143	47	47	47	47	28
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	392	0	0	0	97	97	97	97	5
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 093	0	0	0	256	263	274	285	14
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	369	0	0	0	87	90	93	95	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 316	0	0	0	308	318	330	342	17
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	146	0	0	0	34	35	37	38	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 346-03 Горка (Вилегодский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 584	0	192	617	636	656	681	706	95
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 410	0	229	229	229	229	229	229	34
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	320	0	165	30	30	30	30	30	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 089	0	65	200	200	200	200	200	26
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 976	0	160	512	528	544	565	588	79
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 006	0	54	173	179	185	191	197	26

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 584	0	192	617	636	656	681	706	95
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	398	0	21	69	71	73	76	78	11

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 345-07 Сорово (Вилегодский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	6 177	0	0	0	1 422	1 466	1 521	1 578	189
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 611	0	580	580	580	580	580	580	130
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 774	0	580	580	134	134	134	134	79
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 837	0	0	0	446	446	446	446	51
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	5 130	0	0	0	1 179	1 215	1 264	1 314	158
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 734	0	0	0	401	414	427	440	52
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	6 177	0	0	0	1 422	1 466	1 521	1 578	189
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	686	0	0	0	158	163	169	175	21

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 312 (Черевковский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	6 204	0	0	0	1 431	1 476	1 531	1 589	177
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 696	0	594	594	594	594	594	594	134
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 850	0	594	594	144	144	144	144	85
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 845	0	0	0	449	449	449	449	48
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	5 152	0	0	0	1 187	1 223	1 272	1 323	148
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 741	0	0	0	403	417	430	442	49
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	6 204	0	0	0	1 431	1 476	1 531	1 589	177
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	689	0	0	0	159	164	170	177	20

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 320 (Черевковский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	8 464	0	0	0	1 994	2 056	2 133	2 213	67
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	5 570	0	911	911	911	911	911	911	104
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	3 048	0	911	911	285	285	285	285	85
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 522	0	0	0	626	626	626	626	18
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	7 028	0	0	0	1 654	1 704	1 772	1 843	56
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 377	0	0	0	562	581	598	616	19
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	8 464	0	0	0	1 994	2 056	2 133	2 213	67
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	940	0	0	0	222	228	237	246	7

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 311 (Черевковский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	12 259	0	0	0	2 882	2 972	3 084	3 199	121
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	7 776	0	1 273	1 273	1 273	1 273	1 273	1 273	138
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	4 124	0	1 273	1 273	368	368	368	368	105
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	3 652	0	0	0	905	905	905	905	33
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	10 179	0	0	0	2 390	2 463	2 561	2 664	101
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	3 442	0	0	0	812	840	865	891	33
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	12 259	0	0	0	2 882	2 972	3 084	3 199	121
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	1 362	0	0	0	320	330	343	355	13

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 323-02 Телегово (Черевковский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 843	0	0	0	1 369	1 412	1 465	1 519	78
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	3 954	0	635	635	635	635	635	635	143
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	2 214	0	635	635	206	206	206	206	121
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 740	0	0	0	430	430	430	430	21
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 852	0	0	0	1 135	1 170	1 216	1 265	65
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 640	0	0	0	386	399	411	423	22
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 843	0	0	0	1 369	1 412	1 465	1 519	78
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	649	0	0	0	152	157	163	169	9

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 420 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 449	0	0	0	819	845	876	909	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 776	0	446	446	446	446	446	446	100
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 748	0	446	446	189	189	189	189	100
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 028	0	0	0	257	257	257	257	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 864	0	0	0	679	700	728	757	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	969	0	0	0	231	239	246	253	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 449	0	0	0	819	845	876	909	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	383	0	0	0	91	94	97	101	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 421 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 189	0	0	0	505	521	540	560	63
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 301	0	209	209	209	209	209	209	47

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	650	0	209	209	50	50	50	50	30
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	651	0	0	0	158	158	158	158	17
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 818	0	0	0	419	431	449	467	53
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	615	0	0	0	142	147	152	156	17
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 189	0	0	0	505	521	540	560	63
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	243	0	0	0	56	58	60	62	7

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 423 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 888	0	0	0	686	707	734	761	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 400	0	386	386	386	386	386	386	87
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 539	0	386	386	170	170	170	170	87
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	861	0	0	0	215	215	215	215	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 398	0	0	0	569	586	609	634	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	811	0	0	0	193	200	206	212	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 888	0	0	0	686	707	734	761	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	321	0	0	0	76	79	82	85	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 427 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	994	0	0	0	229	236	245	254	31
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	578	0	93	93	93	93	93	93	21
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	282	0	93	93	21	21	21	21	12
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	296	0	0	0	72	72	72	72	8
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	825	0	0	0	190	195	203	211	26
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	279	0	0	0	64	67	69	71	9
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	994	0	0	0	229	236	245	254	31
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	110	0	0	0	25	26	27	28	3

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-142-02 (Каргопольский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 563	0	75	457	471	486	504	523	47
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 269	0	204	204	204	204	204	204	46
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	491	0	179	56	56	56	56	56	33
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	778	0	25	148	148	148	148	148	13
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 129	0	62	379	391	403	419	436	39
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	719	0	21	128	133	137	141	146	13

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 563	0	75	457	471	486	504	523	47
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	285	0	8	51	52	54	56	58	5

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 438 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	56 772	0	1 175	9 893	10 210	10 528	10 922	11 331	2 713
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	35 266	0	5 665	5 665	5 665	5 665	5 665	5 665	1 274
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	18 110	0	5 270	2 461	2 461	2 461	2 461	2 461	535
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	17 157	0	395	3 204	3 204	3 204	3 204	3 204	739
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	47 152	0	976	8 218	8 466	8 723	9 072	9 434	2 264
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	15 928	0	330	2 775	2 878	2 975	3 064	3 156	750
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	56 772	0	1 175	9 893	10 210	10 528	10 922	11 331	2 713
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	6 308	0	131	1 099	1 134	1 170	1 214	1 259	301

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10 302-11 Нахимова (Ктласский городской РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	19 978	0	940	3 509	3 621	3 734	3 873	4 019	283
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	10 256	0	1 683	1 683	1 683	1 683	1 683	1 683	160
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	4 180	0	1 366	546	546	546	546	546	83
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	6 075	0	316	1 136	1 136	1 136	1 136	1 136	77
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	16 590	0	780	2 914	3 002	3 093	3 217	3 346	236
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	5 608	0	264	984	1 021	1 055	1 087	1 119	78
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	19 978	0	940	3 509	3 621	3 734	3 873	4 019	283
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	2 220	0	104	390	402	415	430	447	31

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 304 (Котласский городской РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	8 852	0	352	1 590	1 641	1 692	1 756	1 821	0
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	8 183	0	1 343	1 343	1 343	1 343	1 343	1 343	128
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	5 489	0	1 224	827	827	827	827	827	128
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 694	0	118	515	515	515	515	515	0
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	7 351	0	292	1 321	1 361	1 402	1 458	1 516	0
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 485	0	99	446	463	478	493	507	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	8 852	0	352	1 590	1 641	1 692	1 756	1 821	0
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	984	0	39	177	182	188	195	202	0

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру яч.09 Поселок (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 262	0	0	0	296	305	317	328	16
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	859	0	138	138	138	138	138	138	31
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	483	0	138	138	45	45	45	45	27
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	376	0	0	0	93	93	93	93	4
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 048	0	0	0	245	253	263	273	13
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	354	0	0	0	83	86	89	91	4
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 262	0	0	0	296	305	317	328	16
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	140	0	0	0	33	34	35	36	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-139-09 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	3 535	0	0	0	824	849	881	914	66
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 293	0	368	368	368	368	368	368	83
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 240	0	368	368	110	110	110	110	65
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 052	0	0	0	259	259	259	259	18
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 935	0	0	0	683	704	732	761	55
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	992	0	0	0	232	240	247	255	18
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	3 535	0	0	0	824	849	881	914	66
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	393	0	0	0	92	94	98	102	7

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-149-06 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	871	0	0	0	203	209	217	225	18
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	555	0	89	89	89	89	89	89	20
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	296	0	89	89	26	26	26	26	15
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	259	0	0	0	64	64	64	64	5
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	723	0	0	0	168	173	180	187	15
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	245	0	0	0	57	59	61	63	5
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	871	0	0	0	203	209	217	225	18
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	97	0	0	0	23	23	24	25	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-139-15 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 792	0	0	0	417	430	446	463	37
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 144	0	184	184	184	184	184	184	41

Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	610	0	184	184	53	53	53	53	31
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	533	0	0	0	131	131	131	131	10
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 488	0	0	0	346	356	370	385	31
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	503	0	0	0	117	121	125	129	10
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 792	0	0	0	417	430	446	463	37
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	199	0	0	0	46	48	50	51	4

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-137-09 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 381	0	0	0	324	334	347	360	16
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	948	0	152	152	152	152	152	152	34
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	537	0	152	152	51	51	51	51	30
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	411	0	0	0	102	102	102	102	4
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 147	0	0	0	269	277	288	300	13
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	388	0	0	0	91	94	97	100	4
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 381	0	0	0	324	334	347	360	16
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	153	0	0	0	36	37	39	40	2

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-137-07 (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	5 017	0	148	902	931	960	996	1 033	49
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	2 709	0	435	435	435	435	435	435	98
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	1 185	0	385	143	143	143	143	143	85
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	1 523	0	50	292	292	292	292	292	13
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	4 166	0	123	749	772	795	827	860	41
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	1 408	0	42	253	262	271	279	288	14
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	5 017	0	148	902	931	960	996	1 033	49
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	557	0	16	100	103	107	111	115	5

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру яч.14 Вандыш (Коношский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	945	0	0	0	216	222	231	239	38
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	505	0	81	81	81	81	81	81	18
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	224	0	81	81	14	14	14	14	8
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	281	0	0	0	68	68	68	68	10
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	785	0	0	0	179	184	192	199	31
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	265	0	0	0	61	63	65	67	10

в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	945	0	0	0	216	222	231	239	38
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	105	0	0	0	24	25	26	27	4

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 433 (Няндомский РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	8 334	0	0	0	1 969	2 031	2 107	2 186	42
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	6 016	0	966	966	966	966	966	966	217
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	3 532	0	966	966	348	348	348	348	206
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 484	0	0	0	618	618	618	618	11
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	6 920	0	0	0	1 633	1 682	1 750	1 820	35
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	2 340	0	0	0	555	574	591	609	12
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	8 334	0	0	0	1 969	2 031	2 107	2 186	42
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	926	0	0	0	219	226	234	243	5

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 402 (Плесецкий РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	65 328	0	0	11 794	12 171	12 550	13 021	13 509	2 283
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	36 866	0	6 032	6 032	6 032	6 032	6 032	6 032	675
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	17 143	0	6 032	2 212	2 212	2 212	2 212	2 212	52
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	19 723	0	0	3 820	3 820	3 820	3 820	3 820	622
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	54 255	0	0	9 796	10 093	10 399	10 815	11 247	1 906
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	18 332	0	0	3 308	3 431	3 546	3 653	3 762	631
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	65 328	0	0	11 794	12 171	12 550	13 021	13 509	2 283
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	7 259	0	0	1 310	1 352	1 394	1 447	1 501	254

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по кольцу 405 (Плесецкий РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	1 268	0	0	0	298	307	319	331	12
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	883	0	142	142	142	142	142	142	32
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	505	0	142	142	48	48	48	48	29
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	378	0	0	0	94	94	94	94	3
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	1 053	0	0	0	247	255	265	275	10
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	356	0	0	0	84	87	89	92	3
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	1 268	0	0	0	298	307	319	331	12
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	141	0	0	0	33	34	35	37	1

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по колыду 412 (Плесецкий РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	42 539	0	1 004	7 396	7 632	7 870	8 165	8 471	2 000
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	17 930	0	2 880	2 880	2 880	2 880	2 880	2 880	648
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	5 069	0	2 543	485	485	485	485	485	103
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	12 860	0	338	2 396	2 396	2 396	2 396	2 396	545
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	35 331	0	833	6 143	6 329	6 521	6 782	7 053	1 670
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	11 935	0	282	2 075	2 151	2 224	2 291	2 359	553
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	42 539	0	1 004	7 396	7 632	7 870	8 165	8 471	2 000
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	4 727	0	112	822	848	874	907	941	222

Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по фидеру ВЛ-10-153-11 (Плесецкий РЭС)	ИТОГО за период с 01.10.2020 года по 31.01.2026 года	ИТОГО 2019 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год
Платеж по контракту (расчетный)	2 889	0	0	0	652	672	697	723	144
Базовые потери э.э., тыс. кВт.ч.	1 389	0	223	223	223	223	223	223	50
Потери после реализации, тыс. кВт.ч.	531	0	223	223	19	19	19	19	11
Средневзвешенный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС	2,700	2,400	2,468	2,564	2,642	2,722	2,831	2,944	3,062
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	858	0	0	0	205	205	205	205	39
Итого сберегающий эффект, тыс. рублей (без НДС)	2 399	0	0	0	541	557	579	602	120
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС	1,448	1,600	1,671	1,732	1,796	1,857	1,912	1,970	2,029
Итого увеличение выручки, тыс. рублей (без НДС)	811	0	0	0	184	190	196	201	40
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), тыс. рублей (без НДС)	2 889	0	0	0	652	672	697	723	144
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), тыс. рублей (без НДС)	321	0	0	0	72	75	77	80	16

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике и финансам Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

А.В. Зурков

« » 2020 года
М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор АО «Энергосервис Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин /

« » 2020 года
М.П.

Плановая стоимость мероприятий в разрезе групп Элементов сети

Техническая площадка						Количество точек учета				Затраты на создание ИИК (организацию автоматизированного учета электроэнергии)
№ п/п	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	12
1	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-37 "Бакарица" 35/6	37-07, 37-10	36	14	4	10	0	801,0
2	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-12 "Кузнецовская" 110/35/6	12-03, 12-15, 12-06	23	50	23	27	0	2 958,0
3	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-18 "Заостровье" 35/10	18-13		128	0	18	110	2 323,0
4	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-06 "Соломбальская" 110/35/6	06-22, 06-28, 06-30, 06-32, 06-43, 06-45, 06-57, 06-01, 06-10, 06-12, 06-16, 06-34, 06-38, 06-42, 06-44	17	1 289	7	637	645	26 979,0
5	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-45 "Первомайская" 110/35/6	45-22		33	0	3	30	666,0
6	АЭС	Архангельский РЭС	ПС-01 110/35/10/6	6-01-02, 6-01-30	8	8	0	5	3	342,0
Итого Архангельский РЭС:						1 522	34	700	788	34 069
7	АЭС	Пинежский РЭС	ПС-43 "Шилега" 110/10, ПС-51 "Труфанова" 110/10	43-03 (РП Пиринемь), 43-18 (РП Пиринемь), 51-02, 51-03	55	526	4	48	474	8 889,0
8	АЭС	Пинежский РЭС	ПС-47 "Пинега" 110/10	47-05		422	0	107	315	7 560,0
9	АЭС	Пинежский РЭС	ПС-42 "Карпогоры" 110/10	42-06,42-11	53	250	0	42	208	4 289,0
10	АЭС	Пинежский РЭС	ПС-47 "Пинега" 110/10	47-07		329	0	43	286	5 411,0
11	АЭС	Пинежский РЭС	ПС-51 "Труфанова" 110/10	51-08		151	0	21	130	2 507,0
Итого Пинежский РЭС:						1 678	4	261	1 413	28 656
12	АЭС	Приморский РЭС				6 876	1	3 078	3 797	135802
Итого Приморский РЭС:						6 876	1	3 078	3 797	135 802
13	АЭС	Северодвинский РЭС	ПС-36 110/35/10	36-06		139	0	39	100	2 729,0
14	АЭС	Северодвинский РЭС	ПС Северодвинская ТЭЦ-1, ПС-38 110/10	37Д, 38-32, 38-14, 2Д, 38Д, 42Д	84	83	6	74	3	2 679,0
Итого Северодвинский РЭС:						222	6	113	103	5 408
15	АЭС	Холмогорский РЭС	ПС-22 "Тройная Гора" 35/10, ПС-23 "Луковецкая" 110/35/10	22-08 (Кеница), 23-06 (Вавчуга), 23-13	102	957	3	221	733	17 711,0
16	АЭС	Холмогорский РЭС	ПС-59 "Кехта" 110/10	59-02 (Всходы)		411	1	108	302	8 155,0
Итого Холмогорский РЭС:						1 368	4	329	1 035	25 866
17	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №220 Березник	ВЛ-10-220-02		155	0	18	137	2 704,0
18	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №220 Березник, ПС №235 Вельск	ВЛ-10-220-09, ВЛ-10-235-107	546	197	0	51	146	3 625,0
19	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №201 Благовещенск	ВЛ-10-201-15		339	0	44	295	5 543,0
20	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №235 Вельск	ВЛ-10-235-117, ВЛ-10-235-120, ВЛ-10-235-121, ВЛ-10-235-204, ВЛ-10-235-220	503	2 649	0	1 006	1 643	51 874,0
21	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №219 Хозьмино, ПС №223 Солга	ВЛ-10-219-12, ВЛ-10-223-02, ВЛ-10-223-16	510	619	0	84	535	10 271,0
22	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №202 Кокшеньга	ВЛ-10-202-22		180	0	48	132	3 372,0
23	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №201 Благовещенск	ВЛ-10-201-06, ВЛ-10-201-13, ВЛ-10-201-14	508	259	0	54	205	4 697,0
24	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №225 Верхняя Пуя	ВЛ-10-225-09		35	0	15	20	817,0

25	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №216 Пежма, ПС №221 ВЛПБ, ПС №235 Вельск	ВЛ-10-216-15, ВЛ- 10-221-20, ВЛ-10- 221-21, ВЛ-10-221- 22, ВЛ-10-235-116	502	67	0	67	0	1 941,0
26	ВЭС	Вельский РЭС	ПС №235 Вельск	ВЛ-10-235-104, ВЛ-10-235-215, ВЛ-10-235-216	504	39	0	39	0	1 221,0
Итого Вельский РЭС:						4 539	0	1 426	3 113	86 065
27	ВЭС	Виноградовский РЭС	ПС №210 Рочегда, ПС №213 Коненгорье	ВЛ-10-210-13, ВЛ- 10-213-24	536	182	0	32	150	3 075,0
28	ВЭС	Виноградовский РЭС	ПС №212 Важская	ВЛ-10-212-14		96	0	8	88	1 607,0
29	ВЭС	Виноградовский РЭС	ПС №210 Рочегда, ПС №215 Иммануилов	ВЛ-10-210-18, ВЛ- 10-215-13, ВЛ-10- 215-14	538	222	0	54	168	4 014,0
30	ВЭС	Виноградовский РЭС	ПС №209 Дв. Березник	ВЛ-10-209-14, ВЛ- 10-209-23, ВЛ-10- 209-24	542	434	0	54	380	7 357,0
Итого Виноградовский РЭС:						934	0	148	786	16 053
31	ВЭС	Устьянский РЭС	ПС №229 ШЛПБ	ВЛ-10-229-17, ВЛ- 10-229-20, ВЛ-10- 229-06	530	914	0	247	667	17 018,0
32	ВЭС	Устьянский РЭС	ПС №232 Илеза	ВЛ-10-232-12		37	0	3	34	728,0
33	ВЭС	Устьянский РЭС	ПС №228 Едемская, ПС №234 Шангалы	ВЛ-10-228-01, ВЛ- 10-228-08, ВЛ-10- 228-11, ВЛ-10-234- 21, ВЛ-10-234-22, ВЛ-10-234-24	521	396	0	97	299	7 231,0
34	ВЭС	Устьянский РЭС	ПС №230 Строевская	ВЛ-10-230-08, ВЛ- 10-230-12	525	27	0	9	18	642,0
35	ВЭС	Устьянский РЭС	ПС №229 ШЛПБ, ПС №234 Шангалы	ВЛ-10-229-12, ВЛ- 10-234-27, ВЛ-10- 234-26	520	55	0	55	0	1 635,0
Итого Устьянский РЭС:						1 429	0	411	1 018	27 254
36	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №207 Борок	ВЛ-10-207-04		37	0	10	27	798,0
37	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №207 Борок	ВЛ-10-207-13		110	0	41	69	2 142,0
38	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-233-13		50	0	14	36	1 029,0
39	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-233-10		178	0	24	154	3 098,0
40	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №205 Шеговары	ВЛ-10-205-22		201	0	100	101	4 225,0
41	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №206 У- Паденьга, ПС №207 Борок	ВЛ-10-206-103, ВЛ-10-207-03	534	35	0	34	1	1 019,0
42	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №206 У- Паденьга, ПС №233 Ивановская	ВЛ-10-206-202, ВЛ-10-233-02	535	121	0	12	109	1 988,0
43	ВЭС	Шенкурский РЭС	ПС №206 У- Паденьга, ПС №208 Ровдино	ВЛ-10-206-203, ВЛ-10-208-12, ВЛ- 10-208-15, ВЛ-10- 208-08	533	47	0	45	2	1 297,0
Итого Шенкурский РЭС:						779	0	280	499	15 596
44	КЭС	Верхнетоемский РЭС	ПС-334 Корниловская, ПС-335 Семеновская	ВЛ-10 334-15 Шорма, ВЛ-10 335- 06 П.Виноградова	318	54	0	8	46	1 382,0
45	КЭС	Верхнетоемский РЭС	ПС-332 В.Тойма	ВЛ-10 332-11 Аэропорт		55	0	9	46	1 409,0
46	КЭС	Верхнетоемский РЭС	ПС-335 Семеновская	ВЛ-10 335-12 Север		45	0	12	33	1 134,0
47	КЭС	Верхнетоемский РЭС	ПС-332 В.Тойма	ВЛ-10 332-02 В.Тойма, ВЛ-10 332-07 Зеленник	316	96	0	25	71	2 365,0
48	КЭС	Верхнетоемский РЭС	ПС-333 Вознесенье	ВЛ-10 333-03 Алексеевская		58	0	16	42	1 542,0
Итого Верхнетоемский РЭС:						308	0	70	238	7 832
49	КЭС	Вилегодский РЭС	ПС-346 Виледь	ВЛ-10 346-03 Горка		81	0	33	48	1 644,0
50	КЭС	Вилегодский РЭС	ПС-345 Самино	ВЛ-10 345-07 Сорово		254	0	38	216	4 497,0
51	КЭС	Вилегодский РЭС	ПС-341 Ильинск, ПС-342 Кошкино, ПС- 343 Быково	ВЛ-10 341-03 Ильинск-1, ВЛ-10 342-14 Кулига, ВЛ- 10 342-15 Путяттино, ВЛ-10 343-02 Лынозавод, ВЛ-10 343-03 Сидоровская	310	111	0	53	58	2 939,0
52	КЭС	Вилегодский РЭС	ПС-343 Быково, ПС-344 Павловск	ВЛ-10 343-09 Дружба, ВЛ-10 344-11 Савичи	324	45	0	9	36	1 269,0
Итого Вилегодский РЭС:						491	0	133	358	10 349

53	КЭС	Котласский городской РЭС	ПС-300 Заовражье 110/10	ВЛ-10 300-14,09 ДОК-1,2		360	2	122	236	6 892,0
54	КЭС	Котласский городской РЭС	ПС-301 Котлас	ВЛ-10 301-24 Аэропорт 1, ВЛ-10 301-25 АЗС, ВЛ-10 301-16 ЖД Больница, ВЛ-10 301-36 РП Котлас 2, ВЛ-10 301-37 Промбаза, ВЛ-10 301-42 Аэропорт-2	304	243	10	175	58	6 731,0
55	КЭС	Котласский городской РЭС	ПС-300 Заовражье 110/10, ПС-301 Котлас, ПС-300 Заовражье (110,10)	ВЛ-10 кв 360-23 КС13-3, ВЛ-10 360- 08 Нянда-2, ВЛ-10 360-26 КС13-4	300	2 062	20	1 251	791	48 010,0
56	КЭС	Котласский городской РЭС	ПС-302 Лименда	ВЛ-10 302-11 Нахимова		598	1	183	414	11 076,0
Итого Котласский городской РЭС:						3 263	33	1 731	1 499	72 709
57	КЭС	Котласский РЭС	ПС-314 ПТФ	ВЛ-10 314-13 Козьмино		26	2	24	0	978,0
58	КЭС	Котласский РЭС	ПС-313 Песчанка	ВЛ-10 313-06 Коряжемский-1, ВЛ-10 313-09 Коряжемский-2, ВЛ-10 313-11 Белая	334	57	2	22	33	1 410,0
59	КЭС	Котласский РЭС	ПС-352 Харитонов	ВЛ-10 352-14 Рябово		56	0	14	42	1 140,0
60	КЭС	Котласский РЭС	ПС-300 Заовражье (10), ПС-312 Савватия	ВЛ-10 300-19 Вотлажа, ВЛ-10 312-30 Пырский (резерв), ВЛ-10 312-14 Пырский	329	102	0	40	62	2 470,0
Итого Котласский РЭС:						241	4	100	137	5 998
61	КЭС	Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-12 Сафроновка		415	0	134	281	7 927,0
62	КЭС	Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-07 ЖВК		149	0	47	102	2 742,0
63	КЭС	Ленский РЭС	ПС-360 Урдома	360-23 КС13-3, ВЛ-10 360-08 Нянда-2, ВЛ-10 360-26 КС13-4	307	112	3	47	62	2 581,0
64	КЭС	Ленский РЭС	ПС-361 Яренск	ВЛ-10 361-21 Водозабор, ВЛ-10 361-09 Яренск	326	116	0	35	81	2 253,0
65	КЭС	Ленский РЭС	ПС-362 Лена	ВЛ-10 362-04 Лена		54	0	10	44	1 060,0
66	КЭС	Ленский РЭС	ПС-364 Устьевская	ВЛ-10 364-01 Литвиново, ВЛ-10 364-03 Белопашино, ВЛ- 10 364-06 Сойга	340	67	0	15	52	2 003,0
Итого Ленский РЭС:						913	3	288	622	18 566
67	КЭС	Черевковский РЭС	ПС-323 Красноборск-1	ВЛ-10 323-02 Телегово		80	0	25	55	1 619,0
68	КЭС	Черевковский РЭС	ПС-354 Уфтуга	ВЛ-10 354-09 Дябрино, ВЛ-10 354-12 Б.Слуда	312	685	0	113	572	11 551,0
69	КЭС	Черевковский РЭС	ПС-321 Черевково, ПС- 324 Аникеево	ВЛ-10 321-05 Черевково, ВЛ-10 321-08 Ляхово, ВЛ- 10 324-03 Коптелово	320	134	0	56	78	3 822,0
70	КЭС	Черевковский РЭС	ПС-321 Черевково, ПС- 322 Красноборск- 2	ВЛ-10 321-04 Шилов, ВЛ-10 322-01 Пермогорье, ВЛ- 10 322-05 Антропово, ВЛ-10 322-11 СХТ	311	161	0	78	83	4 312,0
Итого Черевковский РЭС:						1 060	0	272	788	21 304
71	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-142- Каргополь	ВЛ-10-142-02		40	0	14	26	880,0
72	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-146-Песок	ВЛ-10-146-02		35	0	9	26	772,0
73	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-146-Песок, ПС-148-Штурм	ВЛ-10-146-01, ВЛ- 10-148-01	429	52	0	10	42	1 023,0

74	ПЭС	Каргопольский РЭС	С-142-Каргополь, ПС-143-Подрезовская	ВЛ-10-142-18, ВЛ-10-143-05	421	299	0	39	260	4 987,0
75	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-142-Каргополь, ПС-148-Штурм	ВЛ-10-142-19, ВЛ-10-142-09, ВЛ-10-148-10	420	23	0	23	0	795,0
76	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-142-Каргополь, ПС-144-Шелухово	ВЛ-10-142-03, ВЛ-10-144-01, ВЛ-10-144-03	423	53	0	53	0	1 605,0
77	ПЭС	Каргопольский РЭС	ПС-145-Кречетово	ВЛ-10-145-01, ВЛ-10-145-13	427	13	0	13	0	525,0
Итого Каргопольский РЭС:						515	0	161	354	10 587
78	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-137-Ерцево	ВЛ-10-137-07		147	0	36	111	2 796,0
79	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-141-Комплекс, ПС-149-Коноша	ВЛ-10-141-16, ВЛ-10-149-05, ВЛ-10-149-09, ВЛ-10-149-20, ВЛ-10-149-22, ВЛ-10-149-24, ВЛ-10-149-27	438	2 796	0	772	2 024	50 542,0
80	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-139-Подюга	ВЛ-10-139-15		129	0	15	114	2 139,0
81	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-137-Ерцево	ВЛ-10-137-09		7	0	7	0	363,0
82	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-Волошка	яч.09 Посёлок		3	0	3	0	255,0
83	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-139-Подюга	ВЛ-10-139-09		13	0	13	0	525,0
84	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-149-Коноша	ВЛ-10-149-06		12	0	12	0	498,0
85	ПЭС	Коношский РЭС	ПС-Волошка	яч.14 Вандыш		6	0	6	0	336,0
Итого Коношский РЭС:						3 113	0	864	2 249	57 454
86	ПЭС	Няндомский РЭС	ПС-134-Шалакуша	ВЛ-10-134-02, ВЛ-10-134-03, ВЛ-10-134-11	433	312	0	12	300	4 872,0
Итого Няндомский РЭС:						312	0	12	300	4 872
87	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-122-Нименьга	ВЛ-10-122-11		129	0	20	109	2 198,0
88	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-116-Онега, ПС-125-Вонгуда	ВЛ-10-116-11, ВЛ-10-116-12, ВЛ-10-116-10, КЛ-10-116-04, ВЛ-10-116-15, ВЛ-10-116-21, ВЛ-10-125-01, ВЛ-10-125-19	417	3 396	0	714	2 682	58 527,0
89	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-128-Чекуевская	ВЛ-10-128-01		6	0	6	0	336,0
90	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-126-Клещевская	ВЛ-10-126-08		7	0	7	0	363,0
91	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-126-Клещевская	ВЛ-10-126-06		4	0	4	0	282,0
92	ПЭС	Онежский РЭС	ПС-128-Чекуевская	ВЛ-10-128-12		15	0	15	0	579,0
Итого Онежский РЭС:						3 557	0	766	2 791	62 285
93	ПЭС	Плесецкий РЭС	ПС-120-Наволоч, ПС-131-Поселок	ВЛ-6-120-01, ВЛ-6-120-06, яч.03 Лесобаза-1, ВЛ-6-131-05, ВЛ-6-131-23	412	1 043	0	158	885	17 511,0
94	ПЭС	Плесецкий РЭС	ПС-151-Плесецк	КЛ-10-151-03, КЛ-10-151-30	405	42	0	18	24	948,0
95	ПЭС	Плесецкий РЭС	ПС-151-Плесецк	ВЛ-10-151-33, ВЛ-10-151-39, ВЛ-10-151-32, ВЛ-10-151-41, ВЛ-10-151-42	402	1 698	0	610	1 088	31 921,0
96	ПЭС	Плесецкий РЭС	ПС-153-Обозерская	ВЛ-10-153-11		83	0	9	74	1 441,0
Итого Плесецкий РЭС:						2 866	0	795	2 071	51 821
Итого по филиалу Архэнерго:						35 986	89	11 938	23 959	698 546

ЗАКАЗЧИК:

Заместитель директора по экономике и финансам Архангельского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада»

_____ /А.В. Зубков/
 «____» _____ 2020 года
 М.П.

ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

_____ /В.Г. Охотин /
 «____» _____ 2020 года
 М.П.

В данном документе прошито
и пронумеровано 325 листа(ов)

Верно

Вед. специалист Н.Д. Курапова

14.03 2020г.

М.П.

