

Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада» (ПАО «МРСК Северо-Запада»), именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице заместителя Генерального директора – директора Вологодского филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Луцковича Виктора Евгеньевича, действующего на основании Устава, Положения о Филиале и доверенности от 27.12.2019 года 78 АБ 7743690 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, на основании выписки из Протокола заочного заседания Центральной конкурсной комиссии ПАО «МРСК Северо-Запада» от 20.01.2020 № 4 (вопрос 2), именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий энергосервисный договор (далее - Договор) о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Целью заключения настоящего Договора является снижение фактических потерь электроэнергии при ее передаче по Элементам сети Заказчика (далее - Экономия энергетических ресурсов) за счет реализации Энергосервисной компанией комплекса мероприятий, 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 Эlemente сети – арифметическая разность между поступлением электроэнергии в элемент сети и отпуском электроэнергии из элемента сети, определяемая на основании показаний приборов учета электроэнергии или расчетного способа в соответствии с требованиями действующего законодательства.

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

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

учета электроэнергии каждой из Групп элементов сети, по итогам которого определяется достижение (либо не достижение) плановых величин экономии энергии, отраженных в Приложении № 3 к настоящему Договору, по соответствующей Группе элементов сети.

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

Расчетный период – календарный месяц.

Результат выполненных мероприятий – фактическая экономия энергетических ресурсов в элементах сети Заказчика, а также фактически 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 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 расписания Системы учёта электрической энергии Заказчика.

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

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

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

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

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

1.6. Планируемый Объем экономии энергетических ресурсов в натуральном

выражении, обеспечиваемый реализацией Энергосервисной компанией в результате исполнения настоящего Договора мероприятий (выполнением работ), направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (в том числе снижения технологического расхода (потерь) электроэнергии при ее передаче в электрических сетях) Заказчиком, определен Сторонами на основании исходных данных Заказчика, содержащихся в Приложении №3 к настоящему Договору, и составляет **210 219 402** (Двести десять миллионов двести девятнадцать тысяч четыреста два) **кВт*ч** за период действия настоящего договора, при этом планируемая стоимость сэкономленных энергетических ресурсов за период действия настоящего Договора определена Сторонами в **916 922 633,62** (Девятьсот шестнадцать миллионов девятьсот двадцать две тысячи шестьсот тридцать три рубля 62 коп.), в том числе НДС 20% - **152 820 438,93** (Сто пятьдесят два миллиона восемьсот двадцать тысяч четыреста тридцать восемь рублей 93 коп.) по ценам (тарифам) на энергетические ресурсы, действующим на дату заключения Договора (**3,036** руб. 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 **1 030 228 923,19** (Один миллиард тридцать миллионов двести двадцать восемь тысяч девятьсот двадцать три рубля 19 коп.), в том числе НДС 20% - **171 704 820,53** (Сто семьдесят один миллион семьсот четыре тысячи восемьсот двадцать рублей 53 коп.).

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

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

3. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ И ОПЛАТЫ

3.1. Датой начала платежей по Группе Элементов сети является дата начала периода определения экономии энергетических ресурсов, которая совпадает с датой начала

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

3.2. Фактическая стоимость сэкономленных энергетических ресурсов в каждом расчетном периоде определяется Заказчиком в соответствии с Приложением №2.1. и 2.2. к настоящему Договору, являющимся неотъемлемой частью настоящего Договора. Стоимость сэкономленных энергетических ресурсов определяется Заказчиком отдельно для каждой Группы Элементов сети, по действующим в расчетном периоде ценам (тарифам) на соответствующие энергетические ресурсы с учетом дополнительной выручки от роста объема оказанных услуг по передаче электроэнергии (при наличии) с последующим включением в Акт достижения экономии за расчетный период, оформляемый в соответствии с п.3.3. настоящего Договора.

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

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

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

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

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

- величина фактической экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении по Группе Элементов сети, указанная в согласованном сторонами Акте достижения экономии за расчетный период, больше, либо равна величине планового объема экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении для соответствующей Группы элементов сети, указанного в Приложении № 3 к настоящему Договору,
- Энергосервисной компанией надлежащим образом и в полном объеме выполнены этапы 1-8 Плана мероприятий по соответствующей Группе Элементов сети, что подтверждено подписанными Сторонами Актами выполненных мероприятий в рамках Энергосервисного договора (по форме Приложения №7 к настоящему Договору),

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

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

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

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

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

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

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

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

3.6. Расчеты ведутся в безналичной форме, путем перечисления денежных средств на расчетный счет Энергосервисной компании, датой оплаты является дата списания денежных средств с расчетного счета Заказчика. Энергосервисная компания обязана передать Заказчику счет и счет-фактуру, оформленную в соответствии с требованиями п.3 ст.168 и п.5, 6 ст.169 НК РФ и Правил Постановления Правительства РФ от 26.12.2011 № 1137 (ред. от 19.08.2017) "О формах и правилах заполнения (ведения) документов, применяемых при расчетах по налогу на добавленную стоимость", утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 26.12.2011 № 1137, одновременно с Актом достижения экономии за расчетный период. Оплата осуществляется в течение 15 (пятнадцати) рабочих дней¹ 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.

¹ Выбрать один из вариантов:

а) 15 рабочих дней – для договоров, заключаемых с МСП с 01.01.2020 без размещения закупки в ЕИС и для договоров, заключаемых с МСП с 01.01.2020 с размещением закупки в ЕИС - при условии размещения извещения о закупке с 01.01.2020

б) 30 календарных дней – для договоров, заключаемых с МСП до 31.12.2019 включительно, и для договоров, заключаемых с МСП с 01.01.2020, извещение о закупке по которым размещены в ЕИС до 31.12.2019 включительно

в) 85 календарных дней – для договоров, заключаемых не с МСП

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 окончанию предпроектного обследования. Заказчик обязуется по итогам предпроектного обследования подписать измененное Приложение №6 к настоящему Договору на основании данных согласованного сторонами технорабочего проекта в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента получения от Энергосервисной компании проекта измененного Приложения №6 к настоящему Договору. В случае неподписания в указанный срок или непредставления мотивированного отказа от подписания измененного Приложения №6 к настоящему Договору, такое приложения считается подписанным Заказчиком.

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

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

4.11. При наличии новых технологических присоединений в период после начала

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

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

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

4.14. Энергосервисная компания обязуется направить подписанный с её стороны оригинал настоящего Договора Заказчику в течение 3 (трех) рабочих дней с момента его подписания без проставления на первом листе настоящего Договора даты. До момента получения оригинала настоящего Договора его скан-копии/копии признаются равнозначными оригиналу.

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

4.16. Направление скан-копии/копии Договора, информации о дате получения данной скан-копии/копии осуществляется Сторонами по адресам (электронной почте, факсу), указанным в разделе №17 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 исчисляться с даты успешной реализации этапа №8 «Допуск в эксплуатацию не менее 85% установленных приборов учета электроэнергии для коммерческих расчетов с Энергосбытовой компанией (Гарантирующим поставщиком)» и потребителем электрической энергии» согласно Приложения №1 по группе Элементов сети и подписания Акта выполненных мероприятий по форме Приложения №7 к настоящему Договору.

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

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

Если в период гарантийного срока вследствие недостатков оборудования и работы

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

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

5.17. Снятие показаний с приборов учета, установленных Энергосервисной компанией, допущенных в эксплуатацию и включенных в качестве расчетных в договор Заказчика с Гарантирующим поставщиком или потребителем, заключившим договор об оказании услуг по передаче электрической энергии напрямую с Заказчиком (далее - расчетные приборы учета), а также с ранее установленных Заказчиком приборов учета, фиксирующих размер экономии энергоресурсов Заказчика, осуществляется дистанционно на сервер Заказчика с доступом Энергосервисной компании к данной информации в течение срока действия настоящего Договора. Снятие показаний приборов учета за расчетный период производится в сроки, установленные нормативно-правовыми актами для соответствующей категории потребителя. Расход электроэнергии в точках поставки, в которых установлены 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 ИВК ВУ, выбор оператора сотовой связи для сбора данных и способ опроса приборов учета, 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 последних своих обязательств по настоящему Договору, в том числе, в случае необходимости наделить по письменному запросу Энергосервисной компании ее представителей необходимыми полномочиями для взаимодействия с государственными органами и третьими лицами в течение 5 (пяти) календарных дней с даты получения такого запроса от Энергосервисной компании.

8.2.7. Заказчик обязан в срок не позднее 10 дней с момента получения запроса от Энергосервисной компании предоставлять в адрес Энергосервисной компании, по отдельным присоединениям, для проверки правильности расчета фактической экономии энергетического ресурса, информацию об объемах оказанных услуг, определенных на основании показаний контрольного прибора учета за расчетный период (расчетными способами на основании показаний расчетного прибора учета за аналогичный расчетный период предыдущего года, а при отсутствии данных за аналогичный расчетный период предыдущего года - на основании показаний расчетного прибора учета за ближайший расчетный период, за который такие показания имеются) в случае неисправности, утраты, либо его демонтажа в связи с поверкой, ремонтом или заменой, установленных Энергосервисной компанией расчетных приборов учета. Перечень присоединений, в отношении которых требуется проведение проверки правильности определения фактической экономии энергетического ресурса, формируется Энергосервисной компанией.

8.3. Права Энергосервисной компании:

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

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

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

письменным уведомлением об этом Заказчика.

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

8.3.5. Иные права, вытекающие из содержания настоящего Договора.

8.4. Обязанности Энергосервисной компании:

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

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

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

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

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

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

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

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

8.4.9. Согласовывать готовую проектно-сметную документацию с Заказчиком, с инспектирующими органами, государственными органами, органами местного самоуправления и иными организациями в случаях, предусмотренных законодательством Российской Федерации.

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

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%² 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 просрочки конечных сроков выполнения этапов работ (оказания услуг), предусмотренных Приложением №1 к настоящему Договору, Энергосервисная компания обязана уплатить Заказчику неустойку в размере 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на день исполнения обязательства, от стоимости просроченного мероприятия (Приложение №1) за каждый день просрочки. Неустойка начисляется со дня, следующего за днем истечения установленного настоящим Договором срока исполнения обязательства.

9.5. 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. 8.4.19. 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

² Пени в размере 1% применяются только в случае определения в Договоре подсудности разрешения споров в третейском суде. В ином случае размер пени указывается как 1/300 ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации, действующей на день исполнения обязательства.

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 подлежат³

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, отдельные 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

³ Условие включается в договоры (соглашения), заключаемые ПАО «МРСК Северо-Запада» с хозяйствующими субъектами, входящими в Группу компаний ПАО «Россети» - другими дочерними хозяйственными субъектами ПАО «Россети» или субъектами, являющимися дочерними по отношению к ПАО «МРСК Северо-Запада».

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. Форма Плана 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. Форма перечня приборов учета для определения величины экономии энергоресурсов

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

16.7. Приложение №6. Форма количественного состава оборудования для установки.

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

16.9. Приложение №8. Форма Регламента 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. Форма Графика отключений.

16.13. Приложение №13. Форма Перечня элементов сети по группам.

16.14. Приложение №14. Форма Согласия на обработку персональных данных.

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

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

17. РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН

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


Заказчик:

ПАО «МРСК Северо-Запада»
 Местонахождения:
 196247, город Санкт-Петербург, площадь
 Конституции, дом 3, литер А,
 помещение 16Н;
 ИНН 7802312751, КПП 997450001;
 ОГРН 1047855175785, ОКПО 74824610
 электронный адрес: post@mrsksevzap.ru
Плательщик:
 ПАО «МРСК Северо-Запада»
 р/с 407 028 105 390 000 05887 в Ф. ОПЕРУ
 Банка ВТБ (ПАО) в Санкт-Петербурге
 к/с 301 018 102 000 000 00 704
 БИК 044030704
 ОКВЭД 35.12
 ОГРН 1047855175785
 ОКОПФ 3 00 02 (филиал)
 ОКДП 9440010 ОКТМО 19701000
 Вологодский филиал
 ПАО «МРСК Северо-Запада»
 ИНН 7802312751 КПП 352502001
 Почтовый адрес: 160000, г. Вологда,
 Пречистенская наб., д.68

Генеральный директор
 АО «Энергосервис Северо-Запада»

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

Заместитель Генерального директора-
 директор Вологодского филиала
 ПАО «МРСК Северо-Запада»

_____/ В.Е.Луцкович /
 « _____ 2020 года
 М.П. 

Приложение №1
к энергосервисному договору
№ _____ от «__» _____ 2020 г.

План мероприятий, выполняемых Энергосервисной компанией

№ этапа	Наименование мероприятия*	Объекты, наименование, местоположение	Дата начала	Дата окончания
1.	Проведение предпроектного обследования	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
2.	Разработка и согласование с Заказчиком проектно-сметной документации	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
3.	Закупка и поставка оборудования и материалов	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
4.	Установка приборов учета электроэнергии, замена вводов в здания на изолированный провод (СИП)	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
5.	Организация удаленного сбора данных в ИВК системы учета	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
6.	Пусконаладочные работы	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
7.	Опытная эксплуатация, обучение персонала	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
8.	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)	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
9.	Промышленная эксплуатация	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		
10.	Эксплуатация системы учета и сбор данных с приборов учета	Группа фидеров №1		
		Группа фидеров №2		
		Группа фидеров №3		

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
ОАО «Энергосервис Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

_____ 2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ОАО «МРСК Северо-Запада»



/ В.Е.Луцкович /

_____ 2020 года

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 допуску в эксплуатацию приборов учета электроэнергии

3.1. Допуск прибора учета в эксплуатацию производится комиссией, в состав которой входят уполномоченные представители:

- ЭСК, в том числе подрядные организации, имеющие доверенность от Энергосервисной компании на право выполнения вышеуказанных работ;
- Заказчика;
- Потребителя;
- ГП.

3.2. 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.

3.3. 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).

3.4. 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.

3.5. 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.

3.6. 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.

3.7. 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.

3.8. Контрольная пломба и (или) знаки визуального контроля устанавливаются уполномоченным представителем Заказчика.

3.9. 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.

3.10. 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.

3.11. 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.

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

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

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:

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

_____ 2020 года



/ В.Е.Луцкович /

_____ 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:

(наименование потребителя)

на:

(наименование объекта)

находящегося по адресу _____ осуществляется
электрообеспечение от фидера ПС _____, наименование ТП _____

№ фидера, диспетчерское наименование ПС

В соответствии с договором энергообеспечения / 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 счётчика № _____ / _____ (шт.) и пломбы филиала «_____ энерго»
на: клеммной крышке № _____ / _____ (шт.), токовых цепях № _____ / _____ (шт.), цепях
напряжения № _____ / _____ (шт.), нулевом проводе № _____ / _____ (шт.), вводном ком.
Аппарате № _____ / _____ (шт.), шите 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 _____

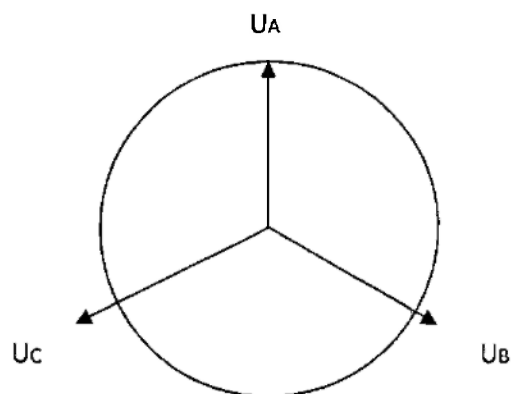
Причина проверки _____ допуск в эксплуатацию

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 УА эксплуатацию		
Примечание			

№ сч _____
$I_a = \text{_____ A } \varphi A = \text{_____}$
$I_b = \text{_____ A } \varphi B = \text{_____}$
$I_c = \text{_____ A } \varphi C = \text{_____}$
$U_{a0} = \text{_____ В } U_{ab} = \text{_____ В}$
$U_{b0} = \text{_____ В } U_{bc} = \text{_____ В}$
$U_{c0} = \text{_____ В } U_{ca} = \text{_____ В}$



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 _____

(№ фидера, диспетчерское наименование ПС), наименование ТП _____

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 счётчика № _____ / _____ (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 _____

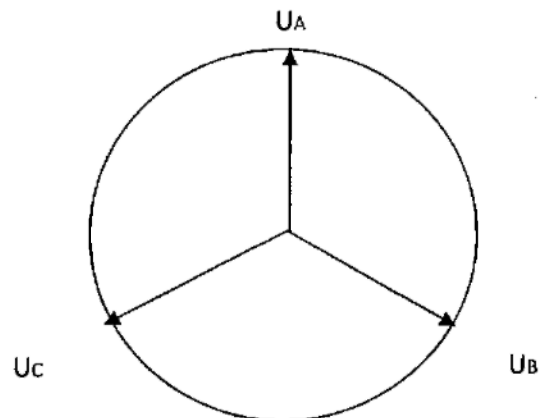
Причина проверки допуск в эксплуатацию

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 _____
 $I_a =$ _____ А $\phi A =$ _____
 $I_b =$ _____ А $\phi B =$ _____
 $I_c =$ _____ А $\phi C =$ _____
 $U_{a0} =$ _____ В $U_{ab} =$ _____ В
 $U_{b0} =$ _____ В $U_{bc} =$ _____ В
 $U_{c0} =$ _____ В $U_{ca} =$ _____ В
 $N =$ _____ об(имп)
 $t =$ _____ сек
 $P =$ _____ Вт; $Q =$ _____ вар
 Погрешность Акт = _____ %
 Погрешность Реакт = _____ %



Трансформатор напряжения

аз	Ф	Наименование (марка ТН)	Год / квартал поверки	Ф акт. нагрузка ТН, Вт.	Класс точности / Ном. мощность для соответств. класса точности			Потери напряжения	
					% / Вт	% / Вт	% / Вт	В	%
	А								
	В								
	С								
	И								
того									
П									
рим:									

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: _____

Закключение: _____

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.

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

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

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

где

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

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

T , руб./кВт*ч – цена электрической энергии, приобретаемой Заказчиком у гарантирующего поставщика в целях компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях Заказчика в расчетном периоде (определяется в соответствии со счетом-фактурой на покупку электроэнергии в целях компенсации технологического расхода электроэнергии на ее передачу за расчетный период, выставляемым гарантирующим поставщиком (энергосбытовой организацией)).

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

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

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



_____ / В.Г.Охотин /

_____ 2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора–
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК/Северо-Запада»



_____ /В.Е.Луцкович/

_____ 2020 года

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

1. Определение экономии от реализации мероприятий по снижению потерь

Расчет экономии расходов заказчика выполняется по следующим составляющим эффекта:

- снижение расходов на компенсацию стоимости фактических потерь электроэнергии при передаче;
- опционально по согласованию сторон - рост полезного отпуска в стоимостном выражении.

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

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

где:

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

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

Размер экономии расходов Заказчика составляет в натуральных показателях:

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

где:

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

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

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

в стоимостном выражении:

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

где:

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

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

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

Опционально по согласованию сторон эффект от мероприятий по i-му объекту в оасчетном 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:

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

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:

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

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:

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

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;

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

K – объем поправочных корректировок.

Экономия энергетического ресурса в стоимостном выражении определяется по формуле:

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

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.

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора-
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК Северо-Запада»



/В.Е.Луцкович/

2020 года

⁴ 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

№ п/п	ПО	РЭС	ПС	ЭЛ 6 (1) кв	Показатель	Един. изм.	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Итого за год
Базисные условия (до реализации мероприятий) за 2018																			
1	ВЭС	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10	Василево и т.7, Оперы и т.9	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	135509,2	130098,4	136880,8	110169,0	90481,2	85950,6	81882,5	84691,4	94462,9	114085,2	121837,5	143252,4	1329301,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	88356,6	85195,0	90217,7	82905,3	61768,6	53781,4	57112,4	56772,3	63580,1	81548,3	81977,3	77739,1	880954,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9485,6	9106,9	9581,7	7711,8	6333,7	6016,5	5731,8	5928,4	6612,4	7986,0	8528,6	10027,7	93051,1
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	37667,0	35796,5	37081,4	19551,8	22378,9	26152,6	19038,4	21990,7	24270,4	24550,9	31331,7	55485,6	355295,9
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	47152,6	44903,3	46663,0	27263,6	28712,6	32169,2	24770,1	27919,1	30882,8	32536,9	39860,3	65513,3	448347,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	34,8	34,5	34,1	24,7	31,7	37,4	30,3	33,0	32,7	28,5	32,7	45,7	33,7
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	37667,0	35796,5	37081,4	19551,8	22378,9	26152,6	19038,4	21990,7	24270,4	24550,9	31331,7	55485,6	355295,9
2	ВЭС	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10, Сокол 210 110 35/10,6	Шачино и т.13, Озёрское и т.3	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	309235,9	296888,3	312365,9	251408,8	206480,8	196141,7	186858,3	193268,3	215567,1	260345,7	278036,9	326906,1	3033504,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	212177,9	204585,8	216647,2	199087,4	148330,0	129149,6	137148,7	136331,9	152680,1	195828,5	196858,7	186681,2	2115507,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	21646,5	20782,2	21865,6	17598,6	14453,7	13729,9	13080,1	13528,8	15089,7	18224,2	19462,6	22883,4	212345,3
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	75411,5	71520,3	73853,1	34722,8	43697,2	53262,2	36629,6	43407,6	47797,3	46293,0	61715,6	117341,5	705651,7
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	97058,1	92302,5	95718,7	52321,4	58150,8	66992,1	49709,7	56936,4	62887,0	64517,2	81178,2	140224,9	917997,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,4	31,1	30,6	20,8	28,2	34,2	26,6	29,5	29,2	24,8	29,2	42,9	30,3
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электр.)	кВтч	75411,5	71520,3	73853,1	34722,8	43697,2	53262,2	36629,6	43407,6	47797,3	46293,0	61715,6	117341,5	705651,7

3	ВЭС	Соколовский РЭС	Биряково 110/10	Биряково-1 я. 7, Биряково 2 я. 11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	180823,5	173603,4	182653,8	147009,5	120738,2	114692,5	109264,1	113012,3	126051,4	152235,3	162580,1	191156,1	1773820,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	131910,7	127190,7	134689,3	123772,4	92216,6	80292,1	85265,1	84757,4	94921,0	121746,3	122386,8	116059,5	1315208,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	12657,6	12152,2	12785,8	10290,7	8451,7	8028,5	7648,5	7910,9	8823,6	10656,5	11380,6	13380,9	124167,4
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	36255,2	34260,4	35178,7	12946,5	20070,0	26371,9	16350,4	20344,0	22306,7	19832,5	28812,7	61715,7	334444,6
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	48912,8	46412,6	47964,5	23237,2	28521,6	34400,3	23998,9	28254,9	31130,3	30489,0	40193,3	75096,6	458612,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	27,1	26,7	26,3	15,8	23,6	30,0	22,0	25,0	24,7	20,0	24,7	39,3	25,9
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	36255,2	34260,4	35178,7	12946,5	20070,0	26371,9	16350,4	20344,0	22306,7	19832,5	28812,7	61715,7	334444,6
4	ВЭС	Соколовский РЭС	ДОЗ 21 110 кВ	яч 16 РП За ячею	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	152192,6	146115,6	153733,1	123732,6	101621,0	96532,5	91963,6	95118,3	106092,9	128130,9	136837,8	160889,1	1492960,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	92020,3	88727,7	93958,6	86343,0	64329,9	56011,4	59480,6	59126,4	66216,5	84929,7	85376,5	80962,5	917483,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	10653,5	10228,1	10761,3	8661,3	7113,5	6757,3	6437,5	6658,3	7426,5	8969,2	9578,6	11262,2	104507,2
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	49518,8	47159,9	49013,1	28728,3	30177,6	33763,8	26045,6	29333,7	32449,9	34232,1	41882,7	68664,3	470969,8
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	60172,3	57388,0	59774,4	37389,6	37291,1	40521,1	32483,0	35992,0	39876,4	43201,3	51461,3	79926,6	575477,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	39,5	39,3	38,9	30,2	36,7	42,0	35,3	37,8	37,6	33,7	37,6	49,7	38,5
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	49518,8	47159,9	49013,1	28728,3	30177,6	33763,8	26045,6	29333,7	32449,9	34232,1	41882,7	68664,3	470969,8
5	ВЭС	Соколовский РЭС	ДОЗ 21 110 кВ	яч КЛ-1) кВА ТП 18	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	26187,9	25142,3	26453,0	21290,8	17486,0	16610,4	15824,3	16367,1	18255,5	22047,6	23545,8	27684,3	256895,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	19989,4	19274,1	20410,4	18756,1	13974,2	12167,3	12920,8	12843,9	14384,1	18449,1	18546,2	17587,3	199303,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1833,2	1760,0	1851,7	1490,4	1224,0	1162,7	1107,7	1145,7	1277,9	1543,3	1648,2	1937,9	17982,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	4365,4	4108,2	4190,8	1044,3	2287,7	3280,5	1795,7	2377,5	2593,5	2055,2	3351,4	8159,1	39609,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	6198,5	5868,1	6042,5	2534,7	3511,8	4443,2	2903,4	3523,2	3871,4	3598,5	4999,6	10097,0	57592,0

					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	23,7	23,3	22,8	11,9	20,1	26,7	18,3	21,5	21,2	16,3	21,2	36,5	22,4
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	4365,4	4108,2	4190,8	1044,3	2287,7	3280,5	1795,7	2377,5	2593,5	2055,2	3351,4	8159,1	39609,4
6	ВЭС	Сокольский РЭС	Калников 110/10	РЭС яч 4 Калников-1 яч 2 Дор яч 24	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1217750,8	1169126,8	1230076,6	990031,4	813108,0	772393,1	735835,8	761078,0	848889,2	1025224,2	1094891,0	1287335,0	11945740,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	947338,0	913440,8	967292,9	888891,1	662268,2	576630,9	612345,4	608698,8	681690,7	874340,9	878940,5	833499,7	9445378,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	85242,6	81838,9	86105,4	69302,2	56917,6	54067,5	51508,5	53275,5	59422,2	71765,7	76642,4	90113,4	836201,8
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	185170,2	173847,2	176678,3	31838,0	93922,2	141694,7	71981,9	99103,7	107776,3	79117,7	139308,1	363721,8	1664160,2
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	270412,8	255686,0	262783,7	101140,2	150839,8	195762,2	123490,5	152379,2	167198,5	150883,4	215950,5	453835,3	2500362,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	22,2	21,9	21,4	10,2	18,6	25,3	16,8	20,0	19,7	14,7	19,7	35,3	20,9
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	185170,2	173847,2	176678,3	31838,0	93922,2	141694,7	71981,9	99103,7	107776,3	79117,7	139308,1	363721,8	1664160,2
7	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/10/35:0,6 ДОЗ-2: 110 кВ	Агросна 1 яч 6, Ново: яч 7 яч 9 ЗТП 9 (ГН 9 Военная часть)	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1293138,2	1241504,0	1306227,1	1051321,3	863445,2	820209,8	781389,3	808194,1	901441,5	1088692,9	1162672,5	1367030,1	12685266,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1012837,0	976596,1	1034171,6	950349,1	708057,5	616499,2	654683,0	650784,3	728822,9	934792,9	939710,5	891127,9	10098432,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	90519,7	86905,3	91435,9	73592,5	60441,2	57414,7	54697,3	56573,6	63100,9	76208,5	81387,1	95692,1	887968,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	189781,5	178002,6	180619,6	27379,7	94946,5	146295,8	72009,1	100836,2	109517,7	77691,5	141574,9	380210,1	1698865,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	280301,2	264907,9	272055,5	100972,2	155387,7	203710,5	126706,3	157409,8	172618,6	153900,0	222962,0	475902,2	2586834,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	21,7	21,3	20,8	9,6	18,0	24,8	16,2	19,5	19,1	14,1	19,2	34,8	20,4
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	189781,5	178002,6	180619,6	27379,7	94946,5	146295,8	72009,1	100836,2	109517,7	77691,5	141574,9	380210,1	1698865,4

8	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/110 35/10 %	База 2 яч.14	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	380125,5	364947,4	383973,1	309042,0	253814,7	241105,4	229693,9	237573,4	264984,0	320027,6	341774,4	401846,5	3728908,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	291961,6	281514,8	298111,5	273948,8	204105,5	177712,8	188719,7	187595,9	210091,3	269464,5	270882,1	256877,6	2910986,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	26608,8	25546,3	26878,1	21632,9	17767,0	16877,4	16078,6	16630,1	18548,9	22401,9	23924,2	28129,3	261023,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	61555,1	57886,3	58983,4	13460,3	31942,2	46515,3	24895,7	33347,4	36343,8	28161,2	46968,1	116839,6	556898,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	88163,9	83432,6	85861,5	35093,3	49709,3	63392,6	40974,3	49977,5	54892,6	50563,1	70892,3	144968,9	817922,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	23,2	22,9	22,4	11,4	19,6	26,3	17,8	21,0	20,7	15,8	20,7	36,1	21,9
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	61555,1	57886,3	58983,4	13460,3	31942,2	46515,3	24895,7	33347,4	36343,8	28161,2	46968,1	116839,6	556898,4
9	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/110 35/10 %	Сухоносский яч 17, Озерево яч 19	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	353456,4	339343,2	357034,1	287360,1	236007,5	224189,8	213578,9	220905,6	246393,1	297574,9	317796,0	373653,5	3467293,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	268565,2	258955,6	274222,4	251995,9	187749,5	163471,8	173596,6	172562,9	193255,7	247870,9	249174,9	236292,7	2677714,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	24742,0	23754,0	24992,4	20115,2	16520,5	15693,3	14950,5	15463,4	17247,5	20830,2	22245,7	26155,7	242710,5
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	60149,3	56633,6	57819,3	15249,0	31737,5	45024,8	25031,8	32879,3	35889,9	28873,7	46375,3	111205,1	546868,5
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	84891,2	80387,6	82811,7	35364,2	48258,0	60718,0	39982,3	48342,7	53137,4	49704,0	68621,0	137360,8	789579,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	24,0	23,7	23,2	12,3	20,4	27,1	18,7	21,9	21,6	16,7	21,6	36,8	22,8
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	60149,3	56633,6	57819,3	15249,0	31737,5	45024,8	25031,8	32879,3	35889,9	28873,7	46375,3	111205,1	546868,5
10	ВЭС	Сокольский РЭС	Чекшин 110/10	Котлаки яч 9	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	20193,2	19386,9	20397,6	16417,1	13483,3	12808,1	12201,9	12620,5	14076,6	17000,7	18155,9	21347,1	198089,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	12072,9	11640,9	12327,2	11328,0	8440,0	7348,6	7803,7	7757,3	8687,5	11142,6	11201,2	10622,1	120372,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1413,5	1357,1	1427,8	1149,2	943,8	896,6	854,1	883,4	985,4	1190,0	1270,9	1494,3	13866,2
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	6706,8	6388,9	6642,6	3939,9	4099,5	4563,0	3544,1	3979,8	4403,8	4668,0	5683,8	9230,7	63850,8
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	8120,3	7746,0	8070,4	5089,1	5043,3	5459,5	4398,2	4863,2	5389,1	5858,1	6954,7	10725,0	77717,0

					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	40,2	40,0	39,6	31,0	37,4	42,6	36,0	38,5	38,3	34,5	38,3	50,2	39,2
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	6706,8	6388,9	6642,6	3939,9	4099,5	4563,0	3544,1	3979,8	4403,8	4668,0	5683,8	9230,7	63850,8
11	КЭС	Белозерский РЭС	Август 110/35/10	Ф.Комплекс: Август 10 яч 2 ПС Антуш: во	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	3105,6	3041,1	3270,2	2794,7	2670,7	2641,1	2695,5	2565,1	2781,7	3081,3	2940,6	3631,4	35219,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	228,8	251,7	246,3	248,3	207,7	202,6	209,4	191,4	205,9	236,4	219,4	265,0	2713,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	217,4	212,9	228,9	195,6	186,9	184,9	188,7	179,6	194,7	215,7	205,8	254,2	2465,3
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	2659,4	2576,5	2795,0	2350,8	2276,1	2253,6	2297,4	2194,1	2381,1	2629,2	2515,3	3112,2	30040,7
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2876,8	2789,4	3023,9	2546,5	2463,0	2438,4	2486,1	2373,6	2575,8	2844,9	2721,2	3366,4	32506,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	92,6	91,7	92,5	91,1	92,2	92,3	92,2	92,5	92,6	92,3	92,5	92,7	92,3
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	2659,4	2576,5	2795,0	2350,8	2276,1	2253,6	2297,4	2194,1	2381,1	2629,2	2515,3	3112,2	30040,7
12	КЭС	Белозерский РЭС	Белозерск 110/35/10	Ф.Промзона яч 19 ПС Белозерск	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	40360,5	39522,6	42499,9	36320,8	34708,7	34323,9	35030,7	33336,1	36151,5	40045,0	38216,2	47194,1	457710,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	16226,6	17856,5	17472,0	17611,3	14732,0	14373,9	14852,2	13579,5	14608,2	16766,3	15565,1	18797,4	192441,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2825,2	2766,6	2975,0	2542,5	2429,6	2402,7	2452,1	2333,5	2530,6	2803,1	2675,1	3303,6	32039,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	21308,6	18899,5	22052,9	16167,0	17547,1	17547,3	17726,4	17423,0	19012,7	20475,6	19975,9	25093,1	233229,3
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	24133,8	21666,1	25027,9	18709,5	19976,8	19950,0	20178,5	19756,6	21543,3	23278,7	22651,0	28396,7	265269,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	59,8	54,8	58,9	51,5	57,6	58,1	57,6	59,3	59,6	58,1	59,3	60,2	58,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	21308,6	18899,5	22052,9	16167,0	17547,1	17547,3	17726,4	17423,0	19012,7	20475,6	19975,9	25093,1	233229,3

13	КЭС	Белогорский РЭС	Июль 35/10	ф. Поселок яч 2 ПС III ола	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	90912,6	89025,3	95731,7	81813,2	78182,0	77315,1	78907,2	75090,1	81431,8	90201,9	86082,5	106305,5	1030999,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	32158,5	35388,5	34626,7	34902,7	29196,3	28486,7	29434,5	26912,4	28950,9	33227,9	30847,5	37253,3	381386,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	6363,9	6231,8	6701,2	5726,9	5472,7	5412,1	5523,5	5256,3	5700,2	6314,1	6025,8	7441,4	72169,9
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	52390,2	47404,9	54403,9	41183,6	43512,9	43416,3	43949,2	42921,4	46780,7	50659,9	49209,3	61610,8	577443,1
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	58754,1	53636,7	61105,1	46910,5	48985,7	48828,4	49472,7	48177,7	52480,9	56974,0	55235,0	69052,1	649613,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	64,6	60,2	63,8	57,3	62,7	63,2	62,7	64,2	64,4	63,2	64,2	65,0	63,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	52390,2	47404,9	54403,9	41183,6	43512,9	43416,3	43949,2	42921,4	46780,7	50659,9	49209,3	61610,8	577443,1
14	КЭС	Выгоровский РЭС	Август 11/10	ф. Макашево яч 6 ПС Андола ф. Цимино яч 5 ПС Андола ф. Мирно яч 7 ПС Андола	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	157069,4	160260,4	163083,9	113186,0	81532,7	73272,3	69699,3	70020,9	79959,8	108583,4	129300,9	162539,1	1368508,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	106841,1	111435,6	111718,0	85537,2	60525,9	55032,6	51553,9	52241,0	57945,1	74421,0	87146,0	103856,6	958254,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	10994,9	11218,2	11415,9	7923,0	5707,3	5129,1	4878,9	4901,5	5597,2	7600,8	9051,1	11377,7	95795,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	39233,4	37606,6	39950,0	19725,8	15299,5	13110,6	13266,4	12878,4	16417,5	26561,6	33103,8	47304,7	314458,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	50228,3	48824,8	51365,9	27648,8	21006,8	18239,7	18145,4	17779,9	22014,7	34162,4	42154,9	58682,5	410254,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	32,0	30,5	31,5	24,4	25,8	24,9	26,0	25,4	27,5	31,5	32,6	36,1	30,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	39233,4	37606,6	39950,0	19725,8	15299,5	13110,6	13266,4	12878,4	16417,5	26561,6	33103,8	47304,7	314458,4

15	КЭС	Вытегорский РЭС	Аннинская 35/6	ПС «Аннинская», ф.Переграва	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	131809,6	134487,5	136856,9	94983,5	68420,7	61488,7	58490,3	58760,2	67100,8	91121,1	108506,8	136399,7	1148426,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	95786,0	99905,1	100158,3	76686,4	54263,1	49338,3	46219,5	46835,5	51949,4	66720,5	78128,8	93110,3	859101,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9226,7	9414,1	9580,0	6648,8	4789,4	4304,2	4094,3	4113,2	4697,1	6378,5	7595,5	9548,0	80389,8
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	26797,0	25168,3	27118,7	11648,3	9368,1	7846,2	8176,5	7811,5	10454,3	18022,2	22782,6	33741,4	208935,2
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	36023,7	34582,4	36698,7	18297,1	14157,6	12150,5	12270,8	11924,7	15151,4	24400,7	30378,1	43289,4	289325,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	27,3	25,7	26,8	19,3	20,7	19,8	21,0	20,3	22,6	26,8	28,0	31,7	25,2
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	26797,0	25168,3	27118,7	11648,3	9368,1	7846,2	8176,5	7811,5	10454,3	18022,2	22782,6	33741,4	208935,2
16	КЭС	Вытегорский РЭС	Белоусово 110/35/6	ПС «Белоусово», ф.Вытегра	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	429361,5	438084,5	445802,7	309402,8	222876,1	200295,5	190528,4	191407,5	218576,5	296821,2	353454,0	444313,4	3740924,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	317169,9	330809,2	331647,5	253926,7	179678,0	163370,5	153043,6	155083,2	172016,6	220927,1	258702,6	308310,1	2844685,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	30055,3	30665,9	31206,2	21658,2	15601,3	14020,7	13337,0	13398,5	15300,4	20777,5	24741,8	31101,9	261864,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	82136,3	76609,4	82949,0	33817,9	27596,8	22904,3	24147,8	22925,8	31259,5	55116,6	70009,6	104901,4	634374,3
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	112191,6	107275,3	114155,2	55476,1	43198,1	36925,0	37484,8	36324,3	46559,9	75894,1	94751,4	136003,3	896239,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	26,1	24,5	25,6	17,9	19,4	18,4	19,7	19,0	21,3	25,6	26,8	30,6	24,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	82136,3	76609,4	82949,0	33817,9	27596,8	22904,3	24147,8	22925,8	31259,5	55116,6	70009,6	104901,4	634374,3
17	КЭС	Вытегорский РЭС	Белоусово 110/35/6	ПС «Белоусово», ф.Захарьин	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	54339,3	55443,2	56420,0	39157,5	28206,8	25349,1	24112,9	24224,2	27662,7	37565,2	44732,5	56231,5	473445,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	34334,3	35810,8	35901,5	27488,1	19450,5	17685,2	16567,3	16788,1	18621,2	23915,8	28005,1	33375,2	307943,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	3803,7	3881,0	3949,4	2741,0	1974,5	1774,4	1687,9	1695,7	1936,4	2629,6	3131,3	3936,2	33141,2
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	16201,2	15751,4	16569,1	8928,4	6781,8	5889,4	5857,8	5740,4	7105,1	11019,8	13596,2	18920,1	132360,9
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	20005,0	19632,5	20518,5	11669,4	8756,3	7663,9	7545,7	7436,1	9041,5	13649,4	16727,4	22856,3	165502,0

[illegible]

					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	23,0	23,5	23,9	16,6	11,9	10,7	10,2	10,3	11,7	15,9	18,9	23,8	200,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	305,8	312,0	317,5	220,4	158,7	142,7	135,7	136,3	155,7	211,4	251,7	316,5	2664,5
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	328,8	335,5	341,4	237,0	170,7	153,4	145,9	146,6	167,4	227,3	270,7	340,3	2865,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	305,8	312,0	317,5	220,4	158,7	142,7	135,7	136,3	155,7	211,4	251,7	316,5	2664,5
21	КЭС	Вытегорский РЭС	Восточная (КЭС) 110/35/10	ф. Тулозеро яч.3 ПС Восточная (КЭС), ф. Шекино яч.18 ПС Андома	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	210269,5	214541,4	218321,2	151522,6	109148,2	98089,9	93306,7	93737,2	107042,6	145361,1	173095,7	217591,8	1832028,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	158153,5	164954,6	165372,6	126617,9	89594,6	81463,0	76313,6	77330,6	85774,3	110163,1	128999,4	153735,6	1418473,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14718,9	15017,9	15282,5	10606,6	7640,4	6866,3	6531,5	6561,6	7493,0	10175,3	12116,7	15231,4	128242,0
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	37397,1	34568,9	37666,1	14298,1	11913,3	9760,6	10461,6	9845,0	13775,3	25022,8	31979,5	48624,8	285313,0
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	52116,0	49586,8	52948,6	24904,7	19553,6	16626,9	16993,1	16406,6	21268,3	35198,0	44096,2	63856,2	413555,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	24,8	23,1	24,3	16,4	17,9	17,0	18,2	17,5	19,9	24,2	25,5	29,3	22,6
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	37397,1	34568,9	37666,1	14298,1	11913,3	9760,6	10461,6	9845,0	13775,3	25022,8	31979,5	48624,8	285313,0
22	КЭС	Вытегорский РЭС	Вытегра 35 %	яч.14 ПС Вытегра, ф.с яч.1 ПС Вытегорский яч.11 ПС Вытегра,	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	940063,9	959162,4	976061,1	677420,7	487975,2	438536,3	417151,6	419076,4	478561,4	649874,1	773868,6	972800,2	8190552,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	719789,9	750743,1	752645,6	576264,9	407763,8	370755,5	347319,3	351948,0	390376,9	501375,2	587103,5	699683,3	6455769,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	65804,5	67141,4	68324,3	47419,5	34158,3	30697,5	29200,6	29335,3	33499,3	45491,2	54170,8	68096,0	573338,6

					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	154469,5	141277,9	155091,2	53736,4	46053,1	37083,3	40631,8	37793,0	54685,2	103007,7	132594,3	205020,9	1161444,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	220274,0	208419,3	223415,5	101155,8	80211,4	67780,8	69832,4	67128,4	88184,5	148498,9	186765,1	273117,0	1734783,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	23,4	21,7	22,9	14,9	16,4	15,5	16,7	16,0	18,4	22,9	24,1	28,1	21,2
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	154469,5	141277,9	155091,2	53736,4	46053,1	37083,3	40631,8	37793,0	54685,2	103007,7	132594,3	205020,9	1161444,4
23	КЭС	Вытегорский РЭС	Езеро 35/10	Ф. Коштуги ич. 4 РП Езеро	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	14772,5	15072,6	15338,1	10645,2	7668,2	6891,3	6555,3	6585,5	7520,3	10212,3	12160,8	15286,9	128709,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	8702,7	9076,9	9099,9	6967,4	4930,1	4482,6	4199,3	4255,3	4719,9	6061,9	7098,4	8459,6	78054,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1034,1	1055,1	1073,7	745,2	536,8	482,4	458,9	461,0	526,4	714,9	851,3	1070,1	9009,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	5035,7	4940,6	5164,5	2932,7	2201,3	1926,3	1897,1	1869,3	2274,0	3435,6	4211,1	5757,2	41645,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	6069,8	5995,7	6238,2	3677,8	2738,1	2408,7	2356,0	2330,2	2800,4	4150,4	5062,4	6827,3	50655,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	41,1	39,8	40,7	34,5	35,7	35,0	35,9	35,4	37,2	40,6	41,6	44,7	39,4
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	5035,7	4940,6	5164,5	2932,7	2201,3	1926,3	1897,1	1869,3	2274,0	3435,6	4211,1	5757,2	41645,4
24	КЭС	Вытегорский РЭС	Езеро 35/10	Ф. Ундозеро ич. 7 РП Езеро	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	19689,1	20089,1	20443,0	14188,2	10220,3	9184,9	8737,0	8777,3	10023,2	13611,2	16208,2	20374,7	171546,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	7849,5	8187,1	8207,8	6284,3	4446,8	4043,2	3787,6	3838,1	4257,2	5467,6	6402,5	7630,2	70402,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1378,2	1406,2	1431,0	993,2	715,4	642,9	611,6	614,4	701,6	952,8	1134,6	1426,2	12008,2
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	10461,3	10495,8	10804,2	6910,7	5058,1	4498,7	4337,8	4324,8	5064,4	7190,8	8671,1	11318,2	89135,8
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	11839,5	11902,0	12235,2	7903,8	5773,6	5141,7	4949,4	4939,2	5766,0	8143,6	9805,7	12744,4	101144,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	60,1	59,2	59,9	55,7	56,5	56,0	56,6	56,3	57,5	59,8	60,5	62,6	59,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	10461,3	10495,8	10804,2	6910,7	5058,1	4498,7	4337,8	4324,8	5064,4	7190,8	8671,1	11318,2	89135,8

25	КЭС	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	Ф.Кема яч 7 ПС Ольховская	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	3074,5	3136,9	3192,2	2215,5	1595,9	1434,2	1364,3	1370,6	1565,1	2125,4	2530,9	3181,5	26787,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1894,2	1975,7	1980,7	1516,5	1073,1	975,7	914,0	926,2	1027,3	1319,4	1545,0	1841,3	16989,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	215,2	219,6	223,5	155,1	111,7	100,4	95,5	95,9	109,6	148,8	177,2	222,7	1875,1
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	965,0	941,7	988,1	543,9	411,1	358,1	354,8	348,5	428,2	657,2	808,7	1117,5	7922,9
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1180,3	1161,3	1211,5	699,0	522,8	458,5	450,3	444,4	537,8	806,0	985,9	1340,2	9798,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	38,4	37,0	38,0	31,6	32,8	32,0	33,0	32,4	34,4	37,9	39,0	42,1	36,6
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	965,0	941,7	988,1	543,9	411,1	358,1	354,8	348,5	428,2	657,2	808,7	1117,5	7922,9
26	КЭС	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	Ф.Якшино яч 8 ПС Ольховская	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	87839,8	89624,4	91203,4	63298,3	45596,5	40976,9	38978,7	39158,6	44716,9	60724,4	72310,5	90898,7	765327,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	65120,8	67921,2	68093,3	52135,8	36891,2	33543,0	31422,6	31841,4	35318,2	45360,4	53116,4	63301,7	584066,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	6148,8	6273,7	6384,2	4430,9	3191,8	2868,4	2728,5	2741,1	3130,2	4250,7	5061,7	6362,9	53572,9
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	16570,2	15429,5	16725,8	6731,7	5513,6	4565,6	4827,6	4576,1	6268,5	11113,3	14132,3	21234,1	127688,1
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	22719,0	21703,2	23110,1	11162,5	8705,3	7434,0	7556,1	7317,2	9398,7	15364,0	19194,1	27597,0	181261,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	25,9	24,2	25,3	17,6	19,1	18,1	19,4	18,7	21,0	25,3	26,5	30,4	23,7
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	16570,2	15429,5	16725,8	6731,7	5513,6	4565,6	4827,6	4576,1	6268,5	11113,3	14132,3	21234,1	127688,1
27	КЭС	Вытегорский РЭС	Оштан 110/35/10 Мерта 110/10	Ф.Волдин 1 ПС (Ленское яч 8), Ф.АБЗ яч 8 ПС Мерта	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	87068,1	88837,0	90402,2	62742,3	45196,0	40617,0	38636,3	38814,6	44324,1	60191,0	71675,2	90100,2	758604,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	51955,4	54189,6	54327,0	41595,6	29432,9	26761,6	25070,0	25404,1	28177,9	36189,9	42377,9	50504,1	465986,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	6094,8	6218,6	6328,2	4392,0	3163,7	2843,2	2704,5	2717,0	3102,7	4213,4	5017,3	6307,0	53102,3
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	29018,0	28428,8	29747,1	16754,8	12599,3	11012,2	10861,8	10693,5	13043,5	19787,7	24280,1	33289,1	239515,7

					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	35112,8	34647,4	36075,2	21146,7	15763,0	13855,3	13566,4	13410,5	16146,1	24001,0	29297,3	39596,1	292618,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	40,3	39,0	39,9	33,7	34,9	34,1	35,1	34,6	36,4	39,9	40,9	43,9	38,6
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	29018,0	28428,8	29747,1	16754,8	12599,3	11012,2	10861,8	10693,5	13043,5	19787,7	24280,1	33289,1	239515,7
28	КЭС	Валдайский РЭС	Ошга 110/35/10	П.С. Ошга (Денерго), ф.С.Ошга (Денерго)	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	214863,0	219228,2	223090,6	154832,7	111532,6	100232,8	95345,1	95785,0	109381,0	148536,6	176877,1	222345,3	1872050,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	169112,0	176384,3	176831,3	135391,3	95802,6	87107,6	81601,4	82688,9	91717,6	117796,3	137937,8	164388,0	1516759,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	15040,4	15346,0	15616,3	10838,3	7807,3	7016,3	6674,2	6704,9	7656,7	10397,6	12381,4	15564,2	131043,5
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	30710,6	27497,9	30643,0	8603,1	7922,8	6108,9	7069,5	6391,2	10006,7	20342,8	26557,9	42393,1	224247,5
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	45751,0	42843,9	46259,3	19441,4	15730,1	13125,2	13743,7	13096,1	17663,4	30740,4	38939,3	57957,3	355291,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	21,3	19,5	20,7	12,6	14,1	13,1	14,4	13,7	16,1	20,7	22,0	26,1	19,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	30710,6	27497,9	30643,0	8603,1	7922,8	6108,9	7069,5	6391,2	10006,7	20342,8	26557,9	42393,1	224247,5
29	КЭС	Валдайский РЭС	Пахомовская 35/6, Рубеж 35/6	П.С. Пахомовская, ф.П.Пахомовский	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	135573,7	138328,0	140765,1	97695,9	70374,6	63244,6	60160,6	60438,2	69016,9	93723,2	111605,4	140294,8	1181221,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	105134,2	109655,3	109933,2	84170,6	59558,9	54153,4	50730,3	51406,4	57019,4	73232,1	85753,7	102197,4	942945,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9490,2	9683,0	9853,6	6838,7	4926,2	4427,1	4211,2	4230,7	4831,2	6560,6	7812,4	9820,6	82685,5
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	20949,3	18989,7	20978,3	6686,6	5889,4	4664,1	5219,1	4801,1	7166,4	13930,5	18039,3	28276,8	155590,5
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	30439,4	28672,7	30831,9	13525,3	10815,6	9091,2	9430,3	9031,8	11997,5	20491,2	25851,7	38097,4	238276,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	22,5	20,7	21,9	13,8	15,4	14,4	15,7	14,9	17,4	21,9	23,2	27,2	20,2
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	20949,3	18989,7	20978,3	6686,6	5889,4	4664,1	5219,1	4801,1	7166,4	13930,5	18039,3	28276,8	155590,5

30	КЭС	Вытегорский РЭС	Пахомовская 35/6	ф.Ялосарь, яч.15 ПС Новинковская, ф.Птичник яч.1 ПС Новинковская	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	361984,1	369338,3	375845,3	260849,9	187901,3	168864,2	160629,8	161370,9	184276,4	250242,7	297988,4	374589,7	3153881,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	242534,4	252964,1	253605,2	194173,4	137396,7	124926,7	117029,8	118589,5	131538,2	168939,2	197825,5	235759,4	2175282,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	25338,9	25853,7	26309,2	18259,5	13153,1	11820,5	11244,1	11296,0	12899,4	17517,0	20859,2	26221,3	220771,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	94110,8	90520,4	95931,0	48417,0	37351,6	32117,1	32355,9	31485,5	39838,9	63786,5	79303,7	112609,0	757827,3
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	119449,7	116374,1	122240,1	66676,5	50504,7	43937,6	43600,0	42781,5	52738,3	81303,5	100162,9	138830,2	978599,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	33,0	31,5	32,5	25,6	26,9	26,0	27,1	26,5	28,6	32,5	33,6	37,1	31,0
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	94110,8	90520,4	95931,0	48417,0	37351,6	32117,1	32355,9	31485,5	39838,9	63786,5	79303,7	112609,0	757827,3
31	КЭС	Вытегорский РЭС	Усть-Иго 110, Андом 110/10	ф.Запаны яч.11 ПС Адома ф.Склад яч.17 ПС АндомаВЛ 10 кВ ф.Ял Запая.	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	466533,4	476011,6	484398,0	336189,3	242171,5	217636,1	207023,3	207978,6	237499,7	322518,5	384054,3	482779,7	4064794,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	387753,1	404427,7	405452,5	310435,7	219663,6	199727,1	187102,0	189595,5	210297,3	270092,4	316274,5	376921,6	3477743,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	32657,3	33320,8	33907,9	23533,2	16952,0	15234,5	14491,6	14558,5	16625,0	22576,3	26883,8	33794,6	284535,6
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	46123,0	38263,1	45037,6	2220,3	5555,9	2674,4	5429,7	3824,6	10577,4	29849,8	40896,0	72063,6	302515,4
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	78780,3	71583,9	78945,5	25753,6	22507,9	17908,9	19921,4	18383,1	27202,4	52426,1	67779,8	105858,2	587051,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	16,9	15,0	16,3	7,7	9,3	8,2	9,6	8,8	11,5	16,3	17,6	21,9	14,4
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	46123,0	38263,1	45037,6	2220,3	5555,9	2674,4	5429,7	3824,6	10577,4	29849,8	40896,0	72063,6	302515,4
32	ЧЭС	Кадушский РЭС	Андог 35/10 Кадуш 110/35/10	ф.Пушино яч.7, ф.Сел. яч.19	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	267329,9	265743,8	268542,5	211207,1	207038,6	202270,1	189107,6	188894,1	213987,4	246268,2	269372,8	303085,8	2832848,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	220423,8	209785,6	194782,6	165942,8	174046,4	185418,9	147712,0	152674,5	143526,1	176436,1	189474,3	190713,9	2150937,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	18713,1	18602,1	18798,0	14784,5	14492,7	14158,9	13237,5	13222,6	14979,1	17238,8	18856,1	21216,0	198299,4
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	28193,0	37356,2	54961,9	30479,8	18499,5	2692,3	28158,0	22996,9	55482,2	52593,4	61042,5	91155,9	483611,6

					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	46906,1	55958,3	73759,9	45264,3	32992,2	16851,2	41395,5	36219,5	70461,3	69832,2	79898,6	112371,9	681911,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	17,5	21,1	27,5	21,4	15,9	8,3	21,9	19,2	32,9	28,4	29,7	37,1	24,1
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	28193,0	37356,2	54961,9	30479,8	18499,5	2692,3	28158,0	22996,9	55482,2	52593,4	61042,5	91155,9	483611,6
33	ЧЭС	Каульский РЭС	Кауль 110/35/10	Ф. Вершина яч.17	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	424315,5	421798,0	426240,1	335235,3	328618,9	321050,2	300158,2	299819,3	339648,4	390885,6	427558,1	481068,5	4496396,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	315625,9	300392,9	278910,2	237614,2	249217,8	265502,2	211509,6	218615,4	205515,8	252639,7	271309,1	273084,1	3079937,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	29702,1	29525,9	29836,8	23466,5	23003,3	22473,5	21011,1	20987,4	23775,4	27362,0	29929,1	33674,8	314747,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	78987,5	91879,2	117493,2	74154,6	56397,7	33074,5	67637,5	60216,6	110357,2	110884,0	126319,8	174309,6	1101711,3
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	108689,5	121405,0	147330,0	97621,1	79401,1	55548,0	88648,6	81203,9	134132,6	138246,0	156248,9	207984,4	1416459,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	25,6	28,8	34,6	29,1	24,2	17,3	29,5	27,1	39,5	35,4	36,5	43,2	31,5
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	78987,5	91879,2	117493,2	74154,6	56397,7	33074,5	67637,5	60216,6	110357,2	110884,0	126319,8	174309,6	1101711,3
34	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10. М-чала 35/10	Ф. С. Юрченко яч.7, Ф. Федоров яч.5, Ф. Яковлев яч.7, Ф. М. Га яч.2, Ф. М. Жеза	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1015778,8	1001399,6	1054971,5	762109,0	568295,6	521122,3	502449,6	520513,7	617287,1	796538,1	894136,5	1088636,3	9343238,0
					Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	709388,4	712091,7	712179,4	576159,7	366079,2	434266,7	414820,5	388239,2	434139,1	563169,5	639015,7	700815,9	6650365,0
					Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	71104,5	70098,0	73848,0	53347,6	39780,7	36478,6	35171,5	36436,0	43210,1	55757,7	62589,6	76204,5	654026,7
					Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	235285,9	219209,9	268944,1	132601,7	162435,7	50377,0	52457,6	95838,5	139937,9	177610,9	192531,2	311615,9	2038846,3
					Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	306390,4	289307,9	342792,1	185949,3	202216,4	86855,6	87629,1	132274,5	183148,0	233368,6	255120,8	387820,4	2692873,0
					Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	30,2	28,9	32,5	24,4	35,6	16,7	17,4	25,4	29,7	29,3	28,5	35,6	28,8
					Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	235285,9	219209,9	268944,1	132601,7	162435,7	50377,0	52457,6	95838,5	139937,9	177610,9	192531,2	311615,9	2038846,3

35	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10, Желябово 110/10 ф.Слуды яч.4, ф.Лычно яч.4, ф.Ванское яч.7, ф.Комбинаг яч.5 ф.Легтеев, яч.11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1230257,1	1212841,7	1277725,1	923025,7	688289,3	631155,5	608540,1	630418,4	747625,2	964724,4	1082930,4	1318498,1	11316031,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	772880,6	775825,8	775921,4	627727,5	398844,3	473134,8	451948,0	422987,7	472995,8	613574,8	696209,4	763540,8	7245591,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	86118,0	84898,9	89440,8	64611,8	48180,3	44180,9	42597,8	44129,3	52333,8	67530,7	75805,1	92294,9	792122,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	371258,4	352116,9	412362,9	230686,4	241264,7	113839,8	113994,3	163301,4	222295,7	283619,0	310915,9	462662,4	3278317,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	457376,4	437015,8	501803,7	295298,2	289445,0	158020,7	156592,1	207430,7	274629,4	351149,7	386721,0	554957,3	4070440,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	37,2	36,0	39,3	32,0	42,1	25,0	25,7	32,9	36,7	36,4	35,7	42,1	36,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	371258,4	352116,9	412362,9	230686,4	241264,7	113839,8	113994,3	163301,4	222295,7	283619,0	310915,9	462662,4	3278317,8
36	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10, Подольская 35/10, Никола 35/10 ф.Сычово яч.6, ф.Богуславля яч.11, ф.Подпеч яч.1 ф.Расторопово яч.8, ф.Свинокомплекс яч.3, ф.Ярсево яч.2, ф.Возле яч.4 ф.Венцы яч.16, ф.Д.Никольское	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	2222584,6	2191122,0	2308340,5	1667539,9	1243464,7	1140246,7	1099389,7	1138915,0	1350661,0	1742872,9	1956424,0	2382001,1	20443562,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1411054,9	1416431,9	1416606,4	1146047,6	728173,5	863806,2	825125,4	772252,3	863552,5	1120208,7	1271075,5	1394003,1	13228338,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	155580,9	153378,5	161583,8	116727,8	87042,5	79817,3	76957,3	79724,1	94546,3	122001,1	136949,7	166740,1	1431049,3
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	655948,9	621311,5	730150,3	404764,5	428248,6	196623,2	197306,9	286938,7	392562,3	500663,1	548398,8	821257,9	5784174,7
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	811529,8	774690,0	891734,1	521492,3	515291,1	276440,4	274264,2	366662,7	487108,6	622664,2	685348,5	987998,0	7215224,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	36,5	35,4	38,6	31,3	41,4	24,2	24,9	32,2	36,1	35,7	35,0	41,5	35,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	655948,9	621311,5	730150,3	404764,5	428248,6	196623,2	197306,9	286938,7	392562,3	500663,1	548398,8	821257,9	5784174,7
ИТОГО				Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	13 987 977	13 849 327	14 388 927	10 660 454	8 268 567	7 668 173	7 326 982	7 494 061	8 580 110	10 897 090	12 222 897	14 817 290	130 161 856
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	10 105 218	10 137 809	10 284 839	8 535 768	6 122 827	5 966 822	5 797 665	5 708 490	6 303 162	8 089 154	8 864 363	9 536 759	95 452 875

Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	979 158	969 453	1 007 225	746 232	578 800	536 772	512 889	524 584	600 608	762 796	855 603	1 037 210	9 111 330
Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	2 903 601	2 742 065	3 096 863	1 378 454	1 566 941	1 164 579	1 016 428	1 260 987	1 676 340	2 045 140	2 502 932	4 243 321	25 597 651
Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	3 882 759	3 711 518	4 104 088	2 124 686	2 145 741	1 701 351	1 529 317	1 785 571	2 276 948	2 807 937	3 358 534	5 280 531	34 708 981
Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	27,76	26,80	28,52	19,93	25,95	22,19	20,87	23,83	26,54	25,77	27,48	35,64	26,67
Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	2 903 601	2 742 065	3 096 863	1 378 454	1 566 941	1 164 579	1 016 428	1 260 987	1 676 340	2 045 140	2 502 932	4 243 321	25 597 651

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



_____/ В.Г.Охотин /

_____/ 2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК/«Северо-Запада»



_____/ В.Е.Луцкович /

_____/ 2020 года

Форма перечня 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).

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»
_____/ В.Г.Охотин /


2020 года



Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»
_____/ В.Е.Луцкович /

2020 года



Приложение №5
к энергосервисному договору
№ _____ от «__» _____ 2020г.

Форма акта достижения экономии за расчетный период

АКТ достижения экономии за расчетный период № _____

_____ 20__ г.

Основание: Энергосервисный договор № _____ от _____ г. (далее – Договор)

Район электрической сети: _____

Группа элементов сети: _____

Расчетный период: с «01» _____ 20__ г. по «__» _____ 20__ г.

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

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

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	Объем плановой экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде (в соответствии с Приложением №3 к настоящему Договору)	кВт*ч	
	Объем экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде W_i	кВт*ч	
	Достижение плановой экономии	Достигнуто / Не достигнуто	
	Стоимость сэкономленных энергетических ресурсов в i-том расчетном периоде определения экономии энергетических ресурсов E_i	руб. с НДС	
	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

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

_____/ В.Г.Охотин /

_____ 2020 года

М.П.

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
АО «МРСК Северо-Запада»

_____/ В.Е.Луцкович /

_____ 2020 года

М.П.

Форма перечня количественного состава оборудования для установки

Количественный состав оборудования для установки

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

Энергосервисная компания:

Генеральный директор,
АО «Энергосервис Северо-Запада»



_____/ В.Г.Охотин /

_____/ 2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»



_____/ В.Е.Луцкович /

_____/ 2020 года

Форма

Акта сдачи-приемки выполненных мероприятий в рамках энергосервисного договора

наименование этапа

АКТ

сдачи-приемки 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

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин /

/ В.Е.Луцкович /

2020 года

2020 года



**Форма
Регламента 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.

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

Заместитель Генерального директора–
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК «Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

2020 года



/В.Е.Луцкович/

2020 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на организацию системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных (включая приобретение приборов учета, выполнение проектных, строительномонтажных и пусконаладочных работ по модернизации / созданию системы учета электроэнергии) филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» Вологдаэнерго» на условиях заключения энергосервисного контракта с целью снижения потерь электроэнергии (22 717 т.у.)

<u>1. Общие сведения</u>	63
<u>1.1. Наименование</u>	63
<u>1.2. Назначение</u>	63
<u>1.3. Основание для проведения работ</u>	63
<u>1.4. Сроки начала и окончания работ</u>	63
<u>1.5. Ценовые показатели:</u>	63
<u>1.6. Источник финансирования</u>	63
<u>2. Общие технические требования</u>	63
<u>3. Состав и содержание работ</u>	64
<u>3.1. Проведение проектно-изыскательских работ</u>	64
<u>3.2. Выполнение работ по монтажу технических средств:</u>	65
<u>3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:</u>	66
<u>3.4. Предварительные испытания:</u>	66
<u>3.5. Опытная эксплуатация:</u>	66
<u>3.6. Приемочные испытания систем учета:</u>	67
<u>4. Требования к системе учета электрической энергии</u>	67
<u>4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии</u>	67
<u>4.2. Требования к местам установки приборов учета</u>	68
<u>4.3. Требования к ИИК</u>	68
<u>4.3.1. Требования к вторичным цепям</u>	68
<u>4.3.2. Требования к трансформаторам тока</u>	69
<u>4.3.3. Требования к трансформаторам напряжения</u>	69
<u>4.3.4. Требования к системе организации единого времени</u>	70
<u>4.3. Требования к ВШУ</u>	70
<u>4.4. Требования к проведению предпроектного обследования</u>	71
<u>4.5. Требования к ИВКЭ</u>	72
<u>4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования</u>	73
<u>4.7. Требования к каналам связи</u>	74
<u>4.8. Требования к надёжности и безопасности</u>	74
<u>4.9. Метрологические и другие требования к оборудованию</u>	75
<u>4.10. Требования к электромагнитной совместимости</u>	75
<u>4.11. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению</u>	75
<u>4.12. Требования к документированию</u>	75
<u>4.13. Требования к эксплуатационной документации</u>	76
<u>4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа</u>	76
<u>4.16. Требования к патентной чистоте</u>	77

<u>4.17. Требования к информационному обмену между уровнями системы</u>	77
<u>4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации</u>	77
<u>5. Требования по стандартизации и унификации</u>	79
<u>6. Гарантийные обязательства</u>	80
<u>7. Особые условия</u>	80
<u>8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:</u>	80
<u>9. Приложения</u>	81

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 филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» в объеме 27 039 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 филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» разработанная согласно распоряжения ПАО «Россети» №177р от 02.04.2019.

1.4. Сроки начала и окончания работ

- начало выполнения работ – не позднее 30 рабочих дней с даты заключения Договора;
- стадии выполнения, форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором, в том числе:
- срок окончания работ - 30.04.2029 г.

1.5. Ценовые показатели:

- предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных определена энергосервисным договором (контрактом).
- в стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

1.6. Источник финансирования

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

1.7. Технические характеристики оборудования

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

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

1.8. Объекты

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

2. Общие технические требования

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

2.2. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены

федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

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

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

3. Состав и содержание работ

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

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

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

- Система обеспечения единого времени (СОЕВ).

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

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

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

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

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

3.1. Проведение проектно-изыскательских работ

Проектно-изыскательские работы (далее – ПИР) представляют собой комплекс работ по проведению инженерных изысканий, разработке технико-экономических обоснований строительства, подготовке проектов, рабочей документации, составлению сметной документации для осуществления строительства системы учета электроэнергии с удаленным сбором. В связи с особенностями функционирования систем учета электроэнергии с удаленным сбором данных, изыскательские работы, представляющие собой комплекс технических и экономических исследований района строительства, проводятся в форме предпроектного обследования. По

результатам предпроектного обследования составляется отчёт предпроектного обследования (ППО), который должен быть согласован с Заказчиком и удовлетворять требованиям, указанным в п.4.4.

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

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

Допускается одноэтапное проектирование с разработкой технорабочего проекта.

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

На данном этапе также должно быть выполнено:

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

В составе эксплуатационной документации предусмотреть разработку:

- регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации,
- регламента действий персонала по восстановлению информации и штатного функционирования объектов информационной инфраструктуры системы учета электроэнергии в случае возникновения нештатных ситуаций в результате которых нарушено и (или) прекращено функционирование объектов информационной инфраструктуры
- регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры при выводе его из эксплуатации

3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:

- комплектация, поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;
- в соответствии с ПД выполнение монтажа средств измерений (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы), оборудования передачи данных, присоединение кабелей резервного питания и интерфейсных кабелей;
- прокладка необходимых вторичных цепей;

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

- испытание смонтированных технических средств.

3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:

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

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

- обеспечение каналов связи для передачи данных;

- комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия;

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

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

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

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

- оформление актов выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ;

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

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

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

3.4. Предварительные испытания:

- Проверка настроек приборов учета.

- Проверка доступа с уровня ИВК ВУ для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии.

- Проверка функционирования системы учета электроэнергии в соответствии с методикой испытаний.

- Оформление результатов испытаний.

- Оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.5. Опытная эксплуатация:

- Перед вводом в опытную / промышленную эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры предусмотреть проведение оценки соответствия реализованных организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности установленным требованиям в форме испытаний, которые проводятся субъектами информационной инфраструктуры самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на деятельность в области защиты информации.

- Комплекс работ в рамках проведения опытной эксплуатации (фиксируемых в журнале опытной эксплуатации).

- Анализ результатов опытной эксплуатации.
- Устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования.
- Оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

3.6. Приемочные испытания систем учета:

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

4. Требования к системе учета электрической энергии

4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии

Технические средства создаваемой системы учета электроэнергии должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы;

Система учета должна обеспечить:

- представление результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей): на уровень ИВК ВУ и соответствующий АРМ;
- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- вычисление баланса электроэнергии в ИВК ВУ по фидерам 6-10/0,4 кВ и подстанциям в целом, включая вычисление баланса электроэнергии по уровням напряжения, отдельно по шинам всех классов напряжения, секциям шин с учётом собственных и хозяйственных нужд, сравнение фактического небаланса с допустимым значением небаланса, а также контроль достоверности передаваемых/получаемых данных;
- удаленный доступ к приборам учёта и УСПД/контроллерам со стороны ЦСОД исполнительного аппарата ПАО «МРСК Северо-Запада» на базе ИВК «Пирамида-сети»;
- сохранность информации при возникновении любых нештатных ситуаций, а также при авариях;
- после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии системы

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

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

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

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

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

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

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);⁵

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.

⁵ При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.

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

трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;

приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;

приборы учета трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;

типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых приборов учета;

В РУ-0,4 кВ КТП 6-10/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования.

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

4.7. Требования к каналам связи

при удаленном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД;

должна обеспечиваться передача данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с временной задержкой, не превышающей 12 часов.

задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;

передача информации от ИБКЭ до центра сбора информации может осуществляется 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 Вологодской 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 филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго»;

4.13. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация на системы учета электроэнергии должна содержать следующую информацию:

перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;

схема подключения прибора учета электроэнергии и трансформаторов тока;

паспорта-протоколы;

паспорта на оборудование системы учета электроэнергии;

исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.

руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;

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

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

акты выполненных работ по проверке, замене, установке ПУ;

акты установки и отчет об установке номерных пломб на средства измерений

4.14. Требования по эргономике и технической эстетике

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

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

4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

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

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

необходимость и целесообразность защиты каждой из компонентов Системы;

условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;

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

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

идентификацию пользователей;

передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;

контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

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

4.16. Требования к патентной чистоте

Патентная чистота системы учета электроэнергии должна обеспечиваться в отношении России.

4.17. Требования к информационному обмену между уровнями системы

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

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

поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850 (при необходимости МЭК 60870-5-104), Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);

обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;

формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений (в т.ч. виртуальных) определяются соответствующими действующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации

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

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

В случае подтверждения двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика фактов внешнего воздействия на приборы учета (УСПД), повлекших нарушение критериев опытной эксплуатации, Заказчик 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 ИБК ВУ с 100% приборов учета (недельный опрос, месячный опрос). Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам:

автоматический еженедельный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;

автоматический ежемесячный сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 60 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов;

автоматический сбор записей журналов событий приборов учета и УСПД - не более 5% случаев неудачных опросов за неделю;

удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в систему учета с удаленным сбором данных - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

формирование еженедельных балансов электроэнергии по объекту с погрешностью, не превышающую допустимую для данного объекта (в соответствии с РД 34.09.101-94);

сформированная в ИБК 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 ИБК 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 филиалом ПАО "МРСК Северо-Запада" «Вологдаэнерго» графику производства работ.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

<u>Начальник ОЭиРСУЭ</u> <i>должность</i>	<u>Кочнев С.А.,</u> <i>Ф.И.О. представителя заказчика</i>	<u>(8172) 76-87-73</u> <i>контактный телефон</i>
<u>Главный специалист ОЭиРСУЭ</u> <i>должность</i>	<u>Шутов А.И.</u> <i>Ф.И.О. представителя заказчика</i>	<u>(8172) 76-87-52</u> <i>контактный телефон</i>

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) филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» на 2019 и последующие годы (Приложение 15.2 договора).

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.

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

2020 года

Заместитель Генерального директора—
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК Северо-Запада»



/В.Е.Луцкович/

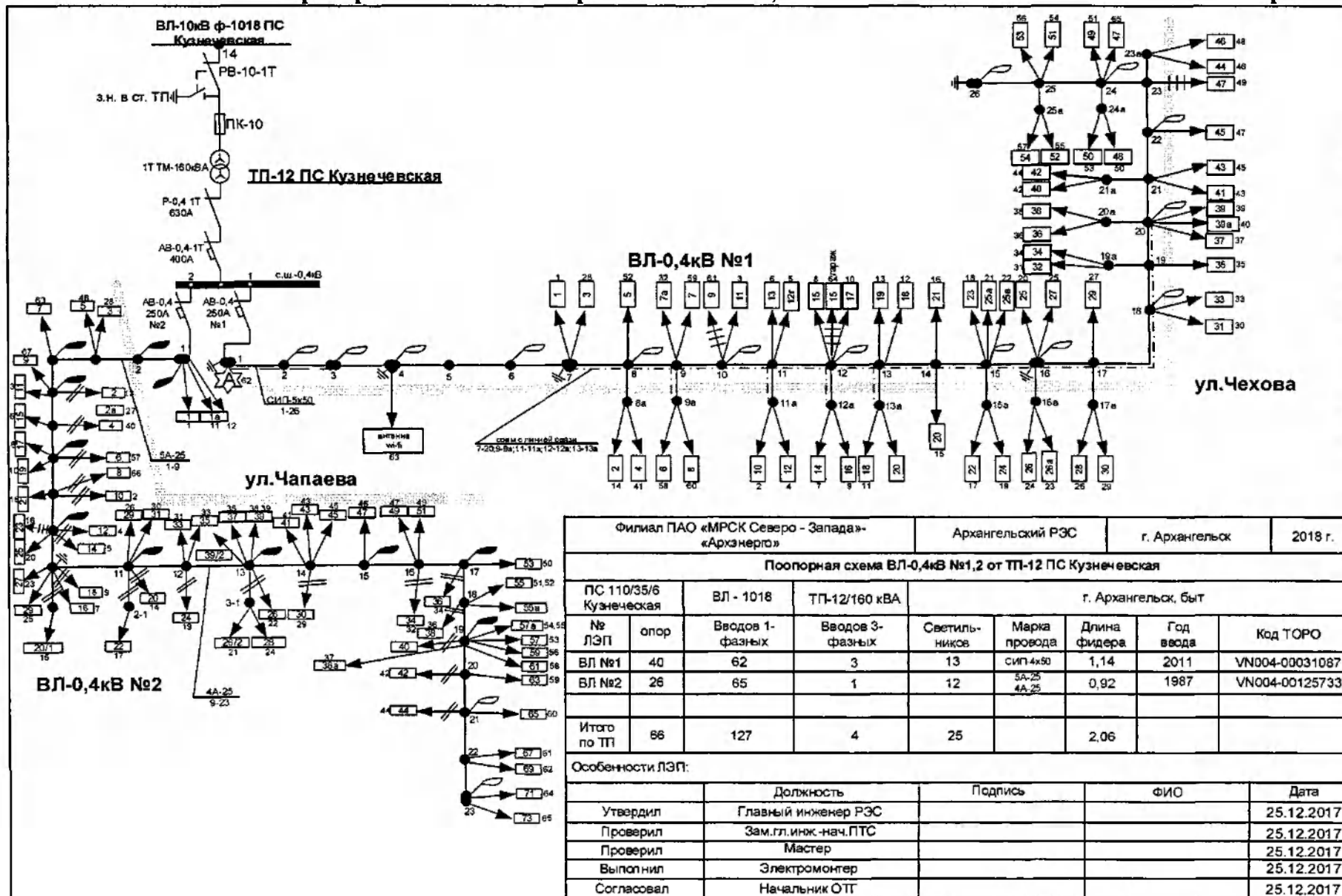
2020 года

Технические характеристики шкафов учета

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
1	Шкаф учета однофазный, шт.	Определить проектом
	Номинальное напряжение, В	220
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Определить проектом
	Номинальный ток, А	Определить проектом
	Степень защиты оболочки	IP 54, {металл, пластик}
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
1.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	2
	номинальный ток {16, 20 А}	Определить проектом
1.2	Прибор учета, шт.	1
1.3	Провод с медной жилой сечением 1х10мм 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»)	Определить проектом
2	Шкаф учета трехфазный, шт.	Определить проектом
	Номинальное напряжение, В	380
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Определить проектом
	Номинальный ток, А	Определить проектом
	Степень защиты оболочки	IP 54, (металл, пластик)
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
Состав оборудования шкафа		
2.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	4
	номинальный ток 20 А; 32 А; 50А; 80 А;	Определить проектом
2.2	Прибор учета (5-60;10-100) А, шт.	1
2.3	Провод с медной жилой сечением 1х10мм 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»)	Определить проектом

Пример выполнения поопорной схемы сети 0,4 кВ

Приложение 3



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

Диспетчерское наименование ТП:

[illegible]

Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки

№ п/п	РЭС	Населенный пункт	Дисп. номер КТП (ТП)	№ фидера	Адрес (улица, строение)	№ опор ы	Характеристика ЩУ			Вид передачи данных
							1-фазный, шт.	3-фазный, шт.	ТТ, комп.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1										
2										
3										
	Итого по РЭС:									
4										
5										
6										
	Всего:									

Приложение 5

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						
21			35						
22			20						

23			10						
24			6						
25			0,4						
	Bcero:								

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 филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» 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 филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» 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 ИВК/ИВКЭ» - 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 филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», 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 филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» для ТП 0,4 кВ объекта автоматизации;

6. «№ тр-ра» - номер силового трансформатора ТП, к которому подключено УСПД;
7. «Тип УСПД» - Используемая модификация УСПД
8. «Серийный №» - серийный номер установленного УСПД;
9. «Способ передачи данных на ИВК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
10. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/ коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.
11. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);
12. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.
13. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Требования к заполнению монтажной ведомости УСПД для ПС, РП:

14. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
15. «Наименование РЭС» - отделение филиала ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго», 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 филиалом ПАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» для ПЦ/РП объекта автоматизации;
19. «№ секции» - номер секции, к которой подключено УСПД (при наличии нескольких секций пишутся обе секции, например: СН1,СН2);
20. «Тип УСПД» - Используемая модификация УСПД
21. «Серийный №» - серийный номер установленного УСПД;
22. «Способ передачи данных на ИВК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
23. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/ коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.
24. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);
25. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.
26. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Приложение 8

Формат монтажной ведомости по установке приборов учета электроэнергии

[illegible]

АКТ № _____
приемки законченного строительством объекта

“ _____ ” _____ ГОД

Форма по ОКУД
Дата составления
по ОКПО

Код		
0322003		

Организация _____

Код вида операции	Код			
	строительной организации	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 (перутвердившего)
проектно-сметную документацию на объект (очередь, пусковой комплекс))

“ _____ ” _____ ГОД № _____

7. Строительно-монтажные работы осуществлены в сроки:

Начало работ _____
(месяц, год)

Окончание работ _____
(месяц, год)

8. Вариант А (для всех объектов, кроме жилых домов)

Предъявленный исполнителем работ к приемке

(наименование объекта)

имеет следующие основные показатели мощности, производительности, производственной площади, протяженности, вместимости, объему, пропускной способности, провозной способности, число рабочих мест и т.п.

[illegible]

Вариант Б. (для жилых домов)

Предъявленный к приемке жилой дом имеет следующие показатели:

Показатель	Единица измерения	По проекту	Фактически
1	2	3	4
Общая (площадь здания)	м 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
№ _____ от «___» _____ 2020 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 сведений⁶

Наименование контрагента (ИНН, вид деятельности)						Информация о цепочке собственников контрагента, включая бенефициаров (в том числе конечных)								
ИНН	ОГРН	Наименование краткое	Код ОКВЭД	Ф.И.О. руководителя	Серия, номер документа, удостоверяющего личность руководителя	№	ИНН	ОГРН	Наименование/Ф.И.О.	Адрес регистрации	Серия, номер документа, удостоверяющего личность (для физ. лица)	Руководитель/участник/акционер/бенефициар	Размер доли	Информация о подтверждающих документах (наименование, реквизиты и т.д.)

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»



/ В.Г.Охотин /

2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»



/ В.Е.Луцкович /

2020 года

⁶ изложена в редакции приказа №190 от 29.03.2019 «Об организации работы по раскрытию информации о цепочке собственников контрагентов»

Приложение № 12
к энергосервисному договору
№ _____ от « _____ » _____ 2020 г.

**Форма Графика отключений (вывода) основного электрооборудования в ремонт
для выполнения работ по созданию/модернизации систем учета электроэнергии, на _____ 201__ г.)**

№п/п	Дата	Объект, выводимое в ремонт или из ремонта оборудование и устройства	Наименование, объем работ	Примечание
_____ РЭС				
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

_____ / В.Г.Охотин /

« _____ » _____ 2020 года

М.П.



Заказчик:

Заместитель Генерального директора –
директор Вологодского филиала
ОАО «МРСК «Северо-Запада»

_____ / В.Е.Луцкович /

_____ 2020 года



Перечень Элементов сети с разделением по группам очередности

Группа элементов сети	Наименование РЭС	Наименование ПС	Наименование Элемента сети
1	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10, Подольская 35/10, Никола 35/10	ф.Сычево яч.6, ф.Богуславль яч.14, ф.Емельяниха яч.11, ф.Подъем яч.1, ф.Расторопово яч.8, ф.Свинокомплекс яч.3, ф.Ярцево яч.2, ф.Восное яч.4, ф.Веницы яч.16, ф.Даниловское яч.18, ф.Брилино яч.11, ф.Авангард яч.1, ф.Красный Жуковец яч.2, ф.к-с Соболево яч.3, ф.Самойлово яч.17, ф.Степачево яч.18, ф.Сельхозтехника яч.14
2	Кадульский РЭС	Андога 35/10, Кадуй 110/35/10	ф. Пугино яч.7, ф.Селище яч.19
3	Вытегорский РЭС	Белый Ручей 35/10	ф.Янишево яч.1 ПС Б.Ручей
4	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10, Желябово 110/10	ф.Слуды яч.4, ф.Лычно яч.4, ф.Ванское яч.7, ф.Комбинат яч.5, ф.Лентьево яч.11
5	Вытегорский РЭС	Белоусово 110/35/6	ф.Белоусово яч.13 ПС Белоусово, ф.Вытегра яч.6 ПС Белоусово, ф.Белоусово яч.4 ПС Вытегра
6	Вытегорский РЭС	Ошта 110/35/10, Мегра 110/10	ф.Водлиха ПС Ошта (Ленэнерго), ф.АБЗ яч.8 ПС Мегра
7	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6	База-2 яч.14
8	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10	Василево яч.7, Озерки яч.9
9	Вытегорский РЭС	Восточная (КЭС) 110/35/10	ф.Тудозеро яч.3 ПС Восточная (КЭС), ф.Щекино яч.18 ПС Андома
10	Вытегорский РЭС	Анненская 35/6	ф.Бессоново яч.2 ПС Анненская, ф.Переправа яч.3 ПС Анненская
11	Вытегорский РЭС	Белоусово 110/35/6	ф.Захарьино яч.7 ПС Белоусово, ф.к-с Сперово яч.15 ПС Белоусово
12	Устюженский РЭС	Устюжна 110/35/10. Мочала 35/10	ф.Сафронцево яч.7, ф.Федоровское яч.5, ф.Яковлевское яч.7, ф.Мезга яч.2, ф.Мережа яч.1
13	Вытегорский РЭС	Пахомовская 35/6	ф.Ялосарь яч.15 ПС Новинковская, ф.Птичник яч.1 ПС Новинковская, ф.Девятины яч.11 ПС Пахомовская
14	Вытегорский РЭС	Белый Ручей 35/10	ф.Аэропорт яч.2 ПС Б.Ручей, ф.Больница яч.4 ПС Б.Ручей, ф.Н.Склад яч.13 ПС Б.Ручей, ф.Поселок яч.10 ПС Б.Ручей
15	Вытегорский РЭС	Андома 110/10	ф.Макачево яч.6 ПС Андома, ф.Марино яч.7 ПС Андома, ф.Цимино яч.5 ПС Андома
16	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10, Сокол 220/110/35/10/6	Шачино яч.13, Обросово яч.3
17	Сокольский РЭС	Биряково 110/10	Биряково-1 яч.7, Биряково-2 яч.11
18	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	ф.Якшино яч.8 ПС Ольховская
19	Вытегорский РЭС	Ежозеро 35/10	ф.Коштуги яч.4 РП Ежозеро
20	Вытегорский РЭС	Ежозеро 35/10	ф.Ундозеро яч.7 РП Ежозеро
21	Вытегорский РЭС	Вытегра 35/6	ф.Аэропорт яч.3 ПС Вытегра, ф.Нефтебаза яч.14 ПС Вытегра, ф.с-з Вытегорский яч.11 ПС Вытегра, ф.Промзона яч.25 ПС Вытегра
22	Белозерский РЭС	Шола 35/10	ф.Поселок яч.2 ПС Шола
23	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6	Сухонский яч.17, Оларево яч.19
24	Белозерский РЭС	Антушево 110/35/10	ф.Комплекс Антушево яч.2 ПС Антушево
25	Вытегорский РЭС	Пахомовская 35/6, Рубеж 35/6	ф.Волоков Мост яч.9 ПС Пахомовская, ф.Пахомово яч.3 ПС Рубеж

26	Кадуйский РЭС	Кадуй 110/35/10	ф. Вершина яч.17
27	Вытегорский РЭС	Устье 110/10, Андома 110/10	ф.Запань яч.11 ПС Андома, ф.Склад яч.17 ПС АндомаВЛ-10 кВ, ф.№1 Запань
28	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	ф.Кема яч.7 ПС Ольховская
29	Белозерский РЭС	Белозерск 110/35/10	ф.Промзона яч.19 ПС Белозерск
30	Сокольский РЭС	Чекшино 110/10	Котлакса яч.9
31	Сокольский РЭС	Кадников 110/10	РРС яч.4, Кадников-1 яч.2, Дор яч.24
32	Вытегорский РЭС	Ошта 110/35/10	ф.Вознесенье ПС Ошта (Ленэнерго), ф.Комплекс ПС Ошта (Ленэнерго), ф.Симаново ПС Ошта (Ленэнерго)
33	Вытегорский РЭС	Водораздельная 35/6	ф.Анненский Мост яч.7 ПС Водораздельная, ф.Водораздельная яч.5 ПС Анненская
34	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6, ДОЗ-21 110 кВ	Агроснаб яч.6, Новое яч.7, яч.9 ЗТП-9 (ТП-9 Воинская часть)
35	Сокольский РЭС	ДОЗ-21 110 кВ	яч.16 РП Заречье
36	Сокольский РЭС	ДОЗ-21 110 кВ	яч. КЛ-10 кВА ТП-18


Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

Заместитель Генерального директора–
директор Вологодского филиала
ПАО «МРСК Северо-Запада»

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

 / В.Е.Луцкович /
«М.П.» _____ 2020 года

ФОРМА
Согласие на обработку персональных данных⁷
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 след ующего 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)

М.П.

(Ф.И.О. и должность подписавшего)

⁷ изложена в редакции приказа №190 от 29.03.2019 «Об организации работы по раскрытию информации о цепочке собственников контрагентов»

от « » 2020 г.

от « » 2020 г.

от « » 2020 г.

от « » 2020 г.

Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2043 г.	2044 г.	2045 г.	2046 г.	2047 г.	2048 г.	2049 г.	2050 г.	2051 г.	2052 г.	2053 г.	2054 г.	2055 г.	2056 г.	2057 г.	2058 г.	2059 г.	2060 г.	2061 г.	2062 г.	2063 г.	2064 г.	2065 г.	2066 г.	2067 г.	2068 г.	2069 г.	2070 г.	2071 г.	2072 г.	2073 г.	2074 г.	2075 г.	2076 г.	2077 г.	2078 г.	2079 г.	2080 г.	2081 г.	2082 г.	2083 г.	2084 г.	2085 г.	2086 г.	2087 г.	2088 г.	2089 г.	2090 г.	2091 г.	2092 г.	2093 г.	2094 г.	2095 г.	2096 г.	2097 г.	2098 г.	2099 г.	2100 г.	2101 г.	2102 г.	2103 г.	2104 г.	2105 г.	2106 г.	2107 г.	2108 г.	2109 г.	2110 г.	2111 г.	2112 г.	2113 г.	2114 г.	2115 г.	2116 г.	2117 г.	2118 г.	2119 г.	2120 г.	2121 г.	2122 г.	2123 г.	2124 г.	2125 г.	2126 г.	2127 г.	2128 г.	2129 г.	2130 г.	2131 г.	2132 г.	2133 г.	2134 г.	2135 г.	2136 г.	2137 г.	2138 г.	2139 г.	2140 г.	2141 г.	2142 г.	2143 г.	2144 г.	2145 г.	2146 г.	2147 г.	2148 г.	2149 г.	2150 г.	2151 г.	2152 г.	2153 г.	2154 г.	2155 г.	2156 г.	2157 г.	2158 г.	2159 г.	2160 г.	2161 г.	2162 г.	2163 г.	2164 г.	2165 г.	2166 г.	2167 г.	2168 г.	2169 г.	2170 г.	2171 г.	2172 г.	2173 г.	2174 г.	2175 г.	2176 г.	2177 г.	2178 г.	2179 г.	2180 г.	2181 г.	2182 г.	2183 г.	2184 г.	2185 г.	2186 г.	2187 г.	2188 г.	2189 г.	2190 г.	2191 г.	2192 г.	2193 г.	2194 г.	2195 г.	2196 г.	2197 г.	2198 г.	2199 г.	2200 г.	2201 г.	2202 г.	2203 г.	2204 г.	2205 г.	2206 г.	2207 г.	2208 г.	2209 г.	2210 г.	2211 г.	2212 г.	2213 г.	2214 г.	2215 г.	2216 г.	2217 г.	2218 г.	2219 г.	2220 г.	2221 г.	2222 г.	2223 г.	2224 г.	2225 г.	2226 г.	2227 г.	2228 г.	2229 г.	2230 г.	2231 г.	2232 г.	2233 г.	2234 г.	2235 г.	2236 г.	2237 г.	2238 г.	2239 г.	2240 г.	2241 г.	2242 г.	2243 г.	2244 г.	2245 г.	2246 г.	2247 г.	2248 г.	2249 г.	2250 г.	2251 г.	2252 г.	2253 г.	2254 г.	2255 г.	2256 г.	2257 г.	2258 г.	2259 г.	2260 г.	2261 г.	2262 г.	2263 г.	2264 г.	2265 г.	2266 г.	2267 г.	2268 г.	2269 г.	2270 г.	2271 г.	2272 г.	2273 г.	2274 г.	2275 г.	2276 г.	2277 г.	2278 г.	2279 г.	2280 г.	2281 г.	2282 г.	2283 г.	2284 г.	2285 г.	2286 г.	2287 г.	2288 г.	2289 г.	2290 г.	2291 г.	2292 г.	2293 г.	2294 г.	2295 г.	2296 г.	2297 г.	2298 г.	2299 г.	2300 г.	2301 г.	2302 г.	2303 г.	2304 г.	2305 г.	2306 г.	2307 г.	2308 г.	2309 г.	2310 г.	2311 г.	2312 г.	2313 г.	2314 г.	2315 г.	2316 г.	2317 г.	2318 г.	2319 г.	2320 г.	2321 г.	2322 г.	2323 г.	2324 г.	2325 г.	2326 г.	2327 г.	2328 г.	2329 г.	2330 г.	2331 г.	2332 г.	2333 г.	2334 г.	2335 г.	2336 г.	2337 г.	2338 г.	2339 г.	2340 г.	2341 г.	2342 г.	2343 г.	2344 г.	2345 г.	2346 г.	2347 г.	2348 г.	2349 г.	2350 г.	2351 г.	2352 г.	2353 г.	2354 г.	2355 г.	2356 г.	2357 г.	2358 г.	2359 г.	2360 г.	2361 г.	2362 г.	2363 г.	2364 г.	2365 г.	2366 г.	2367 г.	2368 г.	2369 г.	2370 г.	2371 г.	2372 г.	2373 г.	2374 г.	2375 г.	2376 г.	2377 г.	2378 г.	2379 г.	2380 г.	2381 г.	2382 г.	2383 г.	2384 г.	2385 г.	2386 г.	2387 г.	2388 г.	2389 г.	2390 г.	2391 г.	2392 г.	2393 г.	2394 г.	2395 г.	2396 г.	2397 г.	2398 г.	2399 г.	2400 г.	2401 г.	2402 г.	2403 г.	2404 г.	2405 г.	2406 г.	2407 г.	2408 г.	2409 г.	2410 г.	2411 г.	2412 г.	2413 г.	2414 г.	2415 г.	2416 г.	2417 г.	2418 г.	2419 г.	2420 г.	2421 г.	2422 г.	2423 г.	2424 г.	2425 г.	2426 г.	2427 г.	2428 г.	2429 г.	2430 г.	2431 г.	2432 г.	2433 г.	2434 г.	2435 г.	2436 г.	2437 г.	2438 г.	2439 г.	2440 г.	2441 г.	2442 г.	2443 г.	2444 г.	2445 г.	2446 г.	2447 г.	2448 г.	2449 г.	2450 г.	2451 г.	2452 г.	2453 г.	2454 г.	2455 г.	2456 г.	2457 г.	2458 г.	2459 г.	2460 г.	2461 г.	2462 г.	2463 г.	2464 г.	2465 г.	2466 г.	2467 г.	2468 г.	2469 г.	2470 г.	2471 г.	2472 г.	2473 г.	2474 г.	2475 г.	2476 г.	2477 г.	2478 г.	2479 г.	2480 г.	2481 г.	2482 г.	2483 г.	2484 г.	2485 г.	2486 г.	2487 г.	2488 г.	2489 г.	2490 г.	2491 г.	2492 г.	2493 г.	2494 г.	2495 г.	2496 г.	2497 г.	2498 г.	2499 г.	2500 г.	2501 г.	2502 г.	2503 г.	2504 г.	2505 г.	2506 г.	2507 г.	2508 г.	2509 г.	2510 г.	2511 г.	2512 г.	2513 г.	2514 г.	2515 г.	2516 г.	2517 г.	2518 г.	2519 г.	2520 г.	2521 г.	2522 г.	2523 г.	2524 г.	2525 г.	2526 г.	2527 г.	2528 г.	2529 г.	2530 г.	2531 г.	2532 г.	2533 г.	2534 г.	2535 г.	2536 г.	2537 г.	2538 г.	2539 г.	2540 г.	2541 г.	2542 г.	2543 г.	2544 г.	2545 г.	2546 г.	2547 г.	2548 г.	2549 г.	2550 г.	2551 г.	2552 г.	2553 г.	2554 г.	2555 г.	2556 г.	2557 г.	2558 г.	2559 г.	2560 г.	2561 г.	2562 г.	2563 г.	2564 г.	2565 г.	2566 г.	2567 г.	2568 г.	2569 г.	2570 г.	2571 г.	2572 г.	2573 г.	2574 г.	2575 г.	2576 г.	2577 г.	2578 г.	2579 г.	2580 г.	2581 г.	2582 г.	2583 г.	2584 г.	2585 г.	2586 г.	2587 г.	2588 г.	2589 г.	2590 г.	2591 г.	2592 г.	2593 г.	2594 г.	2595 г.	2596 г.	2597 г.	2598 г.	2599 г.	2600 г.	2601 г.	2602 г.	2603 г.	2604 г.	2605 г.	2606 г.	2607 г.	2608 г.	2609 г.	2610 г.	2611 г.	2612 г.	2613 г.	2614 г.	2615 г.	2616 г.	2617 г.	2618 г.	2619 г.	2620 г.	2621 г.	2622 г.	2623 г.	2624 г.	2625 г.	2626 г.	2627 г.	2628 г.	2629 г.	2630 г.	2631 г.	2632 г.	2633 г.	2634 г.	2635 г.	2636 г.	2637 г.	2638 г.	2639 г.	2640 г.	2641 г.	2642 г.	2643 г.	2644 г.	2645 г.	2646 г.	2647 г.	2648 г.	2649 г.	2650 г.	2651 г.	2652 г.	2653 г.	2654 г.	2655 г.	2656 г.	2657 г.	2658 г.	2659 г.	2660 г.	2661 г.	2662 г.	2663 г.	2664 г.	2665 г.	2666 г.	2667 г.	2668 г.	2669 г.	2670 г.	2671 г.	2672 г.	2673 г.	2674 г.	2675 г.	2676 г.	2677 г.	2678 г.	2679 г.	2680 г.	2681 г.	2682 г.	2683 г.	2684 г.	2685 г.	2686 г.	2687 г.	2688 г.	2689 г.	2690 г.	2691 г.	2692 г.	2693 г.	2694 г.	2695 г.	2696 г.	2697 г.	2698 г.	2699 г.	2700 г.	2701 г.	2702 г.	2703 г.	2704 г.	2705 г.	2706 г.	2707 г.	2708 г.	2709 г.	2710 г.	2711 г.	2712 г.	2713 г.	2714 г.	2715 г.	2716 г.	2717 г.	2718 г.	2719 г.	2720 г.	2721 г.	2722 г.	2723 г.	2724 г.	2725 г.	2726 г.	2727 г.	2728 г.	2729 г.	2730 г.	2731 г.	2732 г.	2733 г.	2734 г.	2735 г.	2736 г.	2737 г.	2738 г.	2739 г.	2740 г.	2741 г.	2742 г.	2743 г.	2744 г.	2745 г.	2746 г.	2747 г.	2748 г.	2749 г.	2750 г.	2751 г.	2752 г.	2753 г.	2754 г.	2755 г.	2756 г.	2757 г.	2758 г.	2759 г.	2760 г.	2761 г.	2762 г.	2763 г.	2764 г.	2765 г.	2766 г.	2767 г.	2768 г.	2769 г.	2770 г.	2771 г.	2772 г.	2773 г.	2774 г.	2775 г.	2776 г.	2777 г.	2778 г.	2779 г.	2780 г.	2781 г.	2782 г.	2783 г.	2784 г.	2785 г.	2786 г.	2787 г.	2788 г.	2789 г.	2790 г.	2791 г.	2792 г.	2793 г.	2794 г.	2795 г.	2796 г.	2797 г.	2798 г.	2799 г.	2800 г.	2801 г.	2802 г.	2803 г.	2804 г.	2805 г.	2806 г.	2807 г.	2808 г.	2809 г.	2810 г.	2811 г.	2812 г.	2813 г.	2814 г.	2815 г.	2816 г.	2817 г.	2818 г.	2819 г.	2820 г.	2821 г.	2822 г.	2823 г.	2824 г.	2825 г.	2826 г.	2827 г.	2828 г.	2829 г.	2830 г.	2831 г.	2832 г.	2833 г.	2834 г.	2835 г.	2836 г.	2837 г.	2838 г.	2839 г.	2840 г.	2841 г.	2842 г.	2843 г.	2844 г.	2845 г.	2846 г.	2847 г.	2848 г.	2849 г.	2850 г.	2851 г.	2852 г.	2853 г.	2854 г.	2855 г.	2856 г.	2857 г.	2858 г.	2859 г.	2860 г.	2861 г.	2862 г.	2863 г.	2864 г.	2865 г.	2866 г.	2867 г.	2868 г.	2869 г.	2870 г.	2871 г.	2872 г.	2873 г.	2874 г.	2875 г.	2876 г.	2877 г.	2878 г.	2879 г.	2880 г.	2881 г.	2882 г.	2883 г.	2884 г.	2885 г.	2886 г.	2887 г.	2888 г.	2889 г.	2890 г.	2891 г.	2892 г.	2893 г.	2894 г.	2895 г.	2896 г.	2897 г.	2898 г.	2899 г.	2900 г.	2901 г.	2902 г.	2903 г.	2904 г.	2905 г.	2906 г.	2907 г.	2908 г.	2909 г.	2910 г.	2911 г.	2912 г.	2913 г.	2914 г.	2915 г.	2916 г.	2917 г.	2918 г.	2919 г.	2920 г.	2921 г.	2922 г.	2923 г.	2924 г.	2925 г.	2926 г.	2927 г.	2928 г.	2929 г.	2930 г.	2931 г.	2932 г.	2933 г.	2934 г.	2935 г.	2936 г.	2937 г.	2938 г.	2939 г.	2940 г.	2941 г.	2942 г.	2943 г.	2944 г.	2945 г.	2946 г.	2947 г.	2948 г.	2949 г.	2950 г.	2951 г.	2952 г.	2953 г.	2954 г.	2955 г.	2956 г.	2957 г.	2958 г.	2959 г.	2960 г.	2961 г.	2962 г.	2963 г.	2964 г.	2965 г.	2966 г.	2967 г.	2968 г.	2969 г.	2970 г.	2971 г.	2972 г.	2973 г.	2974 г.	2975 г.	2976 г.	2977 г.	2978 г.	2979 г.	2980 г.	2981 г.	2982 г.	2983 г.	2984 г.	2985 г.	2986 г.	2987 г.	2988 г.	2989 г.	2990 г.	2991 г.	2992 г.	2993 г.	2994 г.	2995 г.	2996 г.	2997 г.	2998 г.	2999 г.	3000 г.
Показатель	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2043 г.	2044 г.	2045 г.	2046 г.	2047 г.	2048 г.	2049 г.	2050 г.	2051 г.	2052 г.	2053 г.	2054 г.	2055 г.	2056 г.	2057 г.	2058 г.	2059 г.	2060 г.	2061 г.	2062 г.	2063 г.	2064 г.	2065 г.	2066 г.	2067 г.	2068 г.	2069 г.	2070 г.	2071 г.	2072 г.	2073 г.	2074 г.	2075 г.	2076 г.	2077 г.	2078 г.	2079 г.	2080 г.	2081 г.	2082 г.	2083 г.	2084 г.	2085 г.	2086 г.	2087 г.	2088 г.	2089 г.	2090 г.	2091 г.	2092 г.	2093 г.	2094 г.	2095 г.	2096 г.	2097 г.	2098 г.	2099 г.	2100 г.	2101 г.	2102 г.	2103 г.	2104 г.	2105 г.	2106 г.	2107 г.	2108 г.	2109 г.	2110 г.	2111 г.	2112 г.	2113 г.	2114 г.	2115 г.	2116 г.	2117 г.	2118 г.	2119 г.	2120 г.	2121 г.	2122 г.	2123 г.	2124 г.	2125 г.	2126 г.	2127 г.	2128 г.	2129 г.	2130 г.	2131 г.	2132 г.	2133 г.	2134 г.	2135 г.	2136 г.	2137 г.	2138 г.	2139 г.	2140 г.	2141 г.	2142 г.	2143 г.	2144 г.	2145 г.	2146 г.	2147 г.	2148 г.	2149 г.	2150 г.	2151 г.	2152 г.	2153 г.	2154 г.	2155 г.	2156 г.	2157 г.	2158 г.	2159 г.	2160 г.	2161 г.	2162 г.	2163 г.	2164 г.	2165 г.	2166 г.	2167 г.	2168 г.	2169 г.	2170 г.	2171 г.	2172 г.	2173 г.	2174 г.	2175 г.	2176 г.	2177 г.	2178 г.	2179 г.	2180 г.	2181 г.	2182 г.	2183 г.	2184 г.	2185 г.	2186 г.	2187 г.	2188 г.	2189 г.	2190 г.	2191 г.	2192 г.	2193 г.	2194 г.	2195 г.	2196 г.	2197 г.	2198 г.	2199 г.	2200 г.	2201 г.	2202 г.	2203 г.	2204 г.	2205 г.	2206 г.	2207 г.	2208 г.	2209 г.	2210 г.	2211 г.	2212 г.	2213 г.	2214 г.	2215 г.	2216 г.	2217 г.	2218 г.	2219 г.	2220 г.	2221 г.	2222 г.	2223 г.	2224 г.	2225 г.	2226 г.	2227 г.	2228 г.	2229 г.	2230 г.	2231 г.	2232 г.	2233 г.	2234 г.	2235 г.	2236 г.	2237 г.	2238 г.	2239 г.	2240 г.	2241 г.	2242 г.	2243 г.	2244 г.	2245 г.	2246 г.	2247 г.	2248 г.	2249 г.	2250 г.	2251 г.	2252 г.	2253 г.	2254 г.	2255 г.	2256 г.	2257 г.	2258 г.	2259 г.	2260 г.	2261 г.	2262 г.	2263 г.	2264 г.	2265 г.	2266 г.	2267 г.	2268 г.	2269 г.	2270 г.	2271 г.	2272 г.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								

Энергосервисная компания:

Заказчик:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин /

2020 года

Заместитель Генерального директора-
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК «Северо-Запада»

/В.Е.Луцкович/

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

№ п/п	Техническая площадка					код группы закодированная ЛЭП 6(10) кВ	Количество точек учета			Затраты на создание ИИК (организацию автоматизированного учета электроэнергии)	
	Наименование						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	11	
1	ВЭС	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10	Васильев яч.7, Озерки яч.9	58	462	0	114	348	11 383	
2	ВЭС	Сокольский РЭС	Архангельская 35/10, Сокол 220/110/35/10/6	Пачаев яч.13, Обороново яч.3	108	1 068	0	213	853	23 923	
3	ВЭС	Сокольский РЭС	Бирюково 110/10	Бирюково-1 яч.7, Бирюково-2 яч.11	55	368	0	51	317	7 765	
4	ВЭС	Сокольский РЭС	ДОЗ-21 110 кВ	яч.16 РП Заречье		29	0	12	17	734	
5	ВЭС	Сокольский РЭС	ДОЗ-21 110 кВ	яч. КЛ-10 кВА ТП-18		76	0	3	73	1 100	
6	ВЭС	Сокольский РЭС	Калайков 110/10	РРС яч.4, Калайков-1 яч.2, Дор яч.24	68	1 282	0	400	882	29 667	
7	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6, ДОЗ-21 110 кВ	Агрский яч.6, Новое яч.7, яч.9 ТП-9 (ТП)	84	325	0	105	420	10 489	
8	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6	База-2 яч.14		303	0	52	251	6 292	
9	ВЭС	Сокольский РЭС	Сокол 220/110/35/10/6	Сухонский яч.17, Опарово яч.19	87	625	0	140	485	16 677	
10	ВЭС	Сокольский РЭС	Чехово 110/10	Котляков яч.9		117	0	15	102	2 543	
Итого по Сокольскому РЭС:						4 855	0	1 107	3 748	110 573	
11	КЭС	Белозерский РЭС	Антушево 110/35/10	ф.Комплекс Антушево яч.2 ПС Антушево		2	0	2	0	239	
12	КЭС	Белозерский РЭС	Белозерск 110/35/10	ф.Промзона яч.19 ПС Белозерск		37	0	20	17	1 303	
13	КЭС	Белозерский РЭС	Шола 35/10	ф.Поселок яч.2 ПС Шола		599	0	47	552	10 566	
Итого по Белозерскому РЭС:						638	0	69	569	12 108	
14	КЭС	Вытегорский РЭС	Андама 110/10	ф.Макашево яч.6 ПС Андома, ф.Марина яч.	3037	577	0	81	496	11 535	
15	КЭС	Вытегорский РЭС	Анненская 35/6	ф.Бессонов яч.2 ПС Анненская, ф.Перепра	3023	333	0	49	284	6 862	
16	КЭС	Вытегорский РЭС	Белуосово 110/35/6	ф.Белуосово яч.13 ПС Белуосово, ф.Выте	3024	602	0	147	455	14 090	
17	КЭС	Вытегорский РЭС	Белуосово 110/35/6	ф.Захарьин яч.7 ПС Белуосово, ф.к-с Спе	3030	149	0	24	125	4 215	
18	КЭС	Вытегорский РЭС	Белый Ручей 35/10	ф.Аэропорт яч.2 ПС Б.Ручей, ф.Большая яч.	3035	1 063	0	161	902	20 756	
19	КЭС	Вытегорский РЭС	Белый Ручей 35/10	ф.Яковлево яч.1 ПС Б.Ручей		190	0	25	165	4 426	
20	КЭС	Вытегорский РЭС	Водораздельная 35/6	ф.Анненский Мост яч.7 ПС Водораздельная	3015	1	0	1	0	27	
21	КЭС	Вытегорский РЭС	Восточная (КЭС) 110/35/10	ф.Тулозеро яч.3 ПС Восточная (КЭС), ф.П	3018	291	0	136	155	10 164	
22	КЭС	Вытегорский РЭС	Вытегра 35/6	ф.Аэропорт яч.3 ПС Вытегра, ф.Нефтебаза	3025	1 160	0	304	856	28 693	
23	КЭС	Вытегорский РЭС	Емозеро 35/10	ф.Кошутин яч.4 РП Емозеро		18	0	8	10	520	
24	КЭС	Вытегорский РЭС	Емозеро 35/10	ф.Ундозеро яч.7 РП Емозеро		48	0	7	41	1 118	
25	КЭС	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	ф.Кема яч.7 ПС Ольховская		17	0	5	12	288	
26	КЭС	Вытегорский РЭС	Ольховская 35/10	ф.Якшино яч.8 ПС Ольховская		139	0	30	109	3 765	
27	КЭС	Вытегорский РЭС	Ошта 110/35/10, Мегра 110/10	ф.Возница ПС Ошта (Ленэнерго), ф.АБЗ яч.	3009	346	0	71	275	7 816	
28	КЭС	Вытегорский РЭС	Ошта 110/35/10	ф.Вознесенье ПС Ошта (Ленэнерго), ф.Коч	3031	417	0	60	357	9 264	
29	КЭС	Вытегорский РЭС	Пахомовская 35/6, Рубеж 35/6	ф.Волоков Мост яч.9 ПС Пахомовская, ф.Т	3021	306	0	44	262	6 049	
30	КЭС	Вытегорский РЭС	Пахомовская 35/6	ф.Ялосарь яч.15 ПС Новинковская, ф.Птич	3022	971	0	93	878	17 935	
31	КЭС	Вытегорский РЭС	Устье 110/10, Андома 110/10	ф.Завьян яч.11 ПС Андома, ф.Сизан яч.17 П	3036	163	0	68	95	4 910	
Итого по Вытегорскому РЭС:						6 791	0	1 314	5 477	152 433	
32	ЧЭС	Кадуйский РЭС	Андага 35/10, Кадуй 110/35/10	ф.Питва яч.7, ф.Сельва яч.19	274	406	0	118	288	8 031	
33	ЧЭС	Кадуйский РЭС	Кадуй 110/35/10	ф.Вершина яч.17		765	0	224	541	16 561	
Итого по Кадуйскому РЭС:						1 171	0	342	829	24 592	
34	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжма 110/35/10, Мочала 35/10	ф.Сабурово яч.7, ф.Федоровское яч.5, ф.	285	1 475	0	264	1 211	32 021	
35	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжма 110/35/10, Желябово 110/10	ф.Слузы яч.4, ф.Лычно яч.4, ф.Ванское яч.	292	3 055	0	572	2 483	63 062	
36	ЧЭС	Устюженский РЭС	Устюжма 110/35/10, Подольская 35/10, Никол	ф.Сычево яч.6, ф.Богуславль яч.14, ф.Емельянов яч.11, ф.		4 732	0	719	4 013	108 664	
Итого по Устюженскому РЭС:						9 262	0	1 555	7 707	203 747	
Итого по филиалу Вологодского:						22 717	0	4 387	18 330	503 453	

Энергосервисная компания:

Генеральный директор
АО «Энергосервис Северо-Запада»

/ В.Г.Охотин /

2020 года

Заказчик:

Заместитель Генерального директора
директор Вологодского филиала
ПАО « МРСК Северо-Запада»

/ В.Е.Луцкович /

2020 года

