

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 расширения Системы учёта электрической энергии Заказчика.

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

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

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

1.4. Перечень и описание мероприятий, которые обязана выполнить Энергосервисная компания, а также срок реализации каждого мероприятия согласованы Сторонами в Плате 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 **237 846 794 кВт*ч** за период действия настоящего договора, при этом планируемая стоимость сэкономленных энергетических ресурсов за период действия настоящего Договора определена Сторонами в **1 007 190 599,68** (Один миллиард семь миллионов сто девяносто тысяч пятьсот девяносто девять рублей 68 коп.) в том числе НДС 20% - **167 865 099,95** (Сто шестьдесят семь миллионов восемьсот шестьдесят пять тысяч девяносто девять рублей 95 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 **1 189 833 169,42** (Один миллиард сто восемьдесят девять миллионов восемьсот тридцать три тысячи сто шестьдесят девять рублей 42 коп.), в том числе НДС 20% - **198 305 528,24** (Сто девяносто восемь миллионов триста пять тысяч пятьсот двадцать восемь рублей 24 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 Постановление 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 обеспечивает 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, отделяемые 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



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 № 9 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 объектанаходящегося по адресу _____ осуществляется
электроснабжение от фидера ПС _____, наименование ТП _____
№ фидера, диспетчерское наименование ПСВ соответствии с договором энергоснабжения / договором оказания услуг по передаче электрической энергии
(нужное подчеркнуть)№ _____ от _____ с _____
Наименование организации с кем заключен

электросчётчик и ТТ находятся на балансе _____

вид учета _____, максимальная мощность (для юр. лиц) _____
коммерческий, технический <670 кВт или ≥ 670 кВт

До начала проверки: 1. Вводной кабель _____;

2. Пломбы проверки на кожухе счетчика № _____ / _____ (шт.) и пломбы филиала «_____ энерго»
на: клеммной крышке № _____ / _____ (шт.), токовых цепях № _____ / _____ (шт.),
цепях напряжения № _____ / _____ (шт.), нулевом проводе № _____ / _____ (шт.),
вводном ком. Аппарате № _____ / _____ (шт.), щите учета № _____ / _____ (шт.),
испытательной колодке № _____ / _____ (шт), прочее _____ (шт).Итого пломб сетевой компании _____ (шт) Знаки визуального контроля установленные на токовых цепях
№ _____ / _____ (шт),

Цепях напряжения № _____ - _____ / _____ (шт).

Прочее _____

Проверен электросчётчик

Тип _____ № _____

Напряжение _____ В; Ток _____ А

Год выпуска _____ Год/Кв поверки _____

Класс точности _____ Количество тарифов _____

А = _____ об(имп) / кВт*ч

Показания на момент проведения работ

1 тариф (день) _____ 3 тариф (прочее) _____

2 тариф(ночь) _____ Общий _____

Примечание _____

Причина проверки допуск в эксплуатацию

Примечание _____

Проверен трансформатор тока

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

№ сч _____

$I_a = \text{_____ A } \varphi A = \text{_____}$

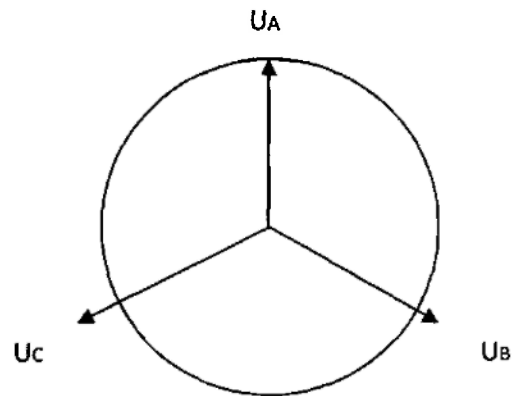
$I_b = \text{_____ A } \varphi B = \text{_____}$

$I_c = \text{_____ A } \varphi C = \text{_____}$

$U_{a0} = \text{_____ B } U_{ab} = \text{_____ B}$

$U_{b0} = \text{_____ B } U_{bc} = \text{_____ B}$

$U_{c0} = \text{_____ B } U_{ca} = \text{_____ B}$



Приборы применяемые при проверке:

№	Наименование и тип	Класс точности	Дата сл. проверки	Примечание

По окончании проверки: 1. Вводной кабель _____

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

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

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

Замечания выявленные при проверке: _____

Заключение: _____

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

Представитель
 ПАО «МРСК Северо-Запада»
 ПО «_____»

/

/

Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Энергосервисной компании

/

Подпись (Ф.И.О.)

Представитель собственника

/

Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Гарантирующего поставщика

/

Подпись (Ф.И.О.)

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

Филиал ПАО «МРСК Северо-Запада»

Производственное отделение _____
(наименование отделения, участка)

(почтовый адрес отделения)

тел: _____

“ ” _____ 20__ г.

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

Мы, ниже подписавшиеся:

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

И _____
(Представитель Энергосервисной компании, должность, ФИО)И _____
(Представитель Собственника, должность, ФИО)И _____
(Представитель Гарантирующего поставщика, должность, ФИО)

составили

настоящий акт в том, что

у: _____
(наименование потребителя)на: _____
(наименование объекта)находящегося по адресу _____
осуществляется электроснабжение от фидера ПС _____, наименование ТП _____
(№ фидера, диспетчерское наименование ПС)В соответствии с договором энергоснабжения /договором оказания услуг по передаче электрической энергии
(нужное подчеркнуть)№ _____ от _____ с _____
(Наименование организации с кем заключен)электросчётчик, ТТ и ТН находятся на балансе _____
вид учёта _____, максимальная мощность (для юр. лиц) _____
коммерческий, технический , 670 кВт или > 670 кВт

До начала проверки: 1. Вводной кабель _____;

2. Пломбы поверки на кожухе 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 _____

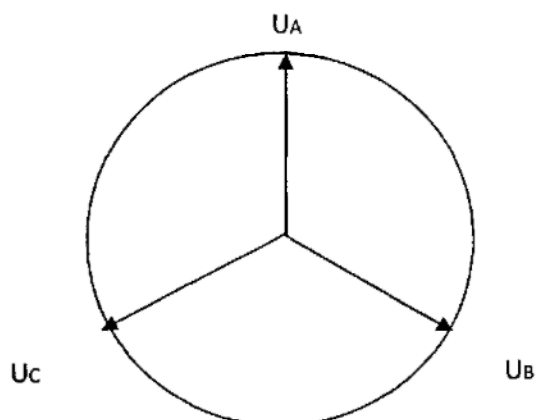
Причина проверки _____ допуск в эксплуатацию _____

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

Фазы	Наименование (марка ТН)	Год / квартал поверки	Ф. акт. нагрузка ТН, Вт.	Класс точности / для соответств. класса точности			Потери напряжения	
				Ном. мощность / Вт	точности %	для соответств. %	И	с
А								
В								
С								
Итого								
Прим:								

Приборы применяемые при проверке:

№	Наименование и тип	Класс точности	Дата сл. проверки	Примечание

По окончании проверки:

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

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

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

Замечания выявленные при проверке: _____

Заключение: _____

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

Представитель _____

ПАО «МРСК Северо-Запада»
ПО «_____»

/_____
Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Энергосервисной компании

/_____
Подпись (Ф.И.О.)

Представитель собственника

/_____
Подпись (Ф.И.О.)

Представитель Гарантирующего поставщика

/_____
Подпись (Ф.И.О.)

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

**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:

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

где

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

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

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

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

В случае, если $W_i < (W_{i6} - W_{i\text{ип}})$, 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:

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

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

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

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

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	РЭС	ПС	ЛЭП 6 (10) 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 год																		
1	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №11 Шалимово	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	157588,0	156761,2	160910,6	118045,2	98935,7	93704,0	83206,0	86649,6	100672,2	123839,5	144980,4	170087,8	1495380,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	92044,8	93388,2	89306,2	69316,7	59787,5	60607,7	55994,2	55811,2	61090,6	74266,4	81635,4	88722,2	881971,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	11031,2	10973,3	11263,7	8263,2	6925,5	6559,3	5824,4	6065,5	7047,1	8668,8	10148,6	11906,1	104676,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	54512,1	52399,7	60340,7	40465,3	32222,7	26537,0	21387,3	24772,9	32534,5	40904,3	53196,4	69459,5	508732,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	65543,2	63373,0	71604,4	48728,5	39148,2	33096,2	27211,8	30838,4	39581,6	49573,1	63345,0	81365,6	613409,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	41,6	40,4	44,5	41,3	39,6	35,3	32,7	35,6	39,3	40,0	43,7	47,8	41,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	54512,1	52399,7	60340,7	40465,3	32222,7	26537,0	21387,3	24772,9	32534,5	40904,3	53196,4	69459,5	508732,4
2	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №5 Закап, Яч. №13 Восход	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	238315,7	237065,4	243340,4	178516,3	149617,5	141705,8	125830,0	131037,6	152243,6	187278,9	219249,7	257218,9	2261420,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	162275,7	164644,1	157447,5	122205,9	105405,8	106852,0	98718,2	98395,6	107703,2	130932,2	143923,9	156418,0	1554922,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	16682,1	16594,6	17033,8	12496,1	10473,2	9919,4	8808,1	9172,6	10657,1	13109,5	15347,5	18005,3	158299,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	59358,0	55826,8	68859,1	43814,3	33738,5	24934,5	18303,6	23469,4	33883,4	43237,1	59978,3	82795,6	548198,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	76040,1	72421,3	85892,9	56310,5	44211,8	34853,9	27111,7	32642,0	44540,4	56346,6	75325,8	100800,9	706498,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,9	30,5	35,3	31,5	29,5	24,6	21,5	24,9	29,3	30,1	34,4	39,2	31,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	59358,0	55826,8	68859,1	43814,3	33738,5	24934,5	18303,6	23469,4	33883,4	43237,1	59978,3	82795,6	548198,6

3	Черновский РЭС	Акшеново 35/10	Яч №15 Местские	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	2601,9	2588,3	2656,8	1949,0	1633,5	1547,1	1373,8	1430,7	1662,2	2044,7	2393,8	2808,3	24690,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	182,1	181,2	186,0	136,4	114,3	108,3	96,2	100,1	116,4	143,1	167,6	196,6	1728,3
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	2419,8	2407,1	2470,8	1812,6	1519,2	1438,8	1277,6	1330,5	1545,8	1901,6	2226,2	2611,7	22961,7
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2601,9	2588,3	2656,8	1949,0	1633,5	1547,1	1373,8	1430,7	1662,2	2044,7	2393,8	2808,3	24690,0
				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	2419,8	2407,1	2470,8	1812,6	1519,2	1438,8	1277,6	1330,5	1545,8	1901,6	2226,2	2611,7	22961,7
4	Черновский РЭС	Акшеново 35/10. Батриш 110/35/10	Яч №19 Пиево ф. Ф. Южно-яч 5 ф. Лынозаход яч 10	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	139071,1	138341,5	142003,3	104174,7	87310,5	82693,6	73429,1	76468,1	88843,0	109288,1	127944,9	150102,2	1319670,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	85992,3	87247,3	83433,7	64758,7	55856,1	56622,4	52312,2	52141,3	57073,5	69382,9	76267,4	82888,2	823976,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9735,0	9683,9	9940,2	7292,2	6111,7	5788,6	5140,0	5352,8	6219,0	7650,2	8956,1	10507,2	92376,9
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	43343,9	41410,2	48629,3	32123,7	25342,7	20282,6	15976,8	18974,0	25550,5	32255,0	42721,4	56706,8	403317,1
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	53078,8	51094,1	58569,5	39416,0	31454,5	26071,2	21116,9	24326,8	31769,5	39905,2	51677,6	67214,0	495694,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	38,2	36,9	41,2	37,8	36,0	31,5	28,8	31,8	35,8	36,5	40,4	44,8	37,6
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	43343,9	41410,2	48629,3	32123,7	25342,7	20282,6	15976,8	18974,0	25550,5	32255,0	42721,4	56706,8	403317,1
5	Черновский РЭС	Батриш 110/35/10 Акшеново 35/10	Яч №18 Промино ф. П. Черновское яч 6 ф. Гоша яч 11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	423924,0	421700,0	432862,1	317550,9	266144,7	252071,1	223830,6	233094,2	270816,1	333138,0	390008,7	457549,7	4022690,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	262850,9	266687,3	255030,4	197946,7	170734,2	173076,7	159901,9	159379,3	174455,5	212081,5	233125,1	253362,8	2518632,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	29674,7	29519,0	30300,3	22228,6	18630,1	17645,0	15668,1	16316,6	18957,1	23319,7	27300,6	32028,5	281588,3
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	131398,5	125493,7	147531,4	97375,6	76780,4	61349,4	48260,6	57398,3	77403,4	97736,8	129583,0	172158,4	1222469,7
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	161073,1	155012,7	177831,7	119604,2	95410,5	78994,4	63928,8	73714,9	96360,6	121056,5	156883,7	204186,9	1504058,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	38,0	36,8	41,1	37,7	35,8	31,3	28,6	31,6	35,6	36,3	40,2	44,6	37,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	131398,5	125493,7	147531,4	97375,6	76780,4	61349,4	48260,6	57398,3	77403,4	97736,8	129583,0	172158,4	1222469,7

6	Череповецкий РЭС	Батраки 110/35/10	ф. Суркова ич 12	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	25788,3	25653,0	26332,1	19317,4	16190,2	15334,1	13616,2	14179,7	16474,4	20265,6	23725,2	27833,9	244710,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	13259,6	13453,1	12865,1	9985,5	8612,7	8730,9	8066,3	8039,9	8800,4	10698,5	11760,1	12780,9	127053,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1805,2	1795,7	1843,2	1352,2	1133,3	1073,4	953,1	992,6	1153,2	1418,6	1660,8	1948,4	17129,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	10723,6	10404,2	11623,7	7979,7	6444,2	5529,8	4596,7	5147,2	6520,7	8148,5	10304,4	13104,5	100527,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	12528,8	12199,9	13467,0	9331,9	7577,5	6603,2	5549,9	6139,8	7673,9	9567,1	11965,1	15052,9	117657,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	48,6	47,6	51,1	48,3	46,8	43,1	40,8	43,3	46,6	47,2	50,4	54,1	48,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	10723,6	10404,2	11623,7	7979,7	6444,2	5529,8	4596,7	5147,2	6520,7	8148,5	10304,4	13104,5	100527,3
7	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Дом. 1 ич 2 ф. Дом 2 ич 17	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	301737,5	300154,4	308099,3	226024,0	189434,5	179417,3	159316,5	165910,0	192759,4	237118,4	277597,5	325671,3	2863240,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	203462,1	206431,7	197408,6	153222,4	132158,4	133971,6	123773,5	123369,0	135038,9	164163,6	180452,6	196117,8	1949570,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	21121,6	21010,8	21567,0	15821,7	13260,4	12559,2	11152,2	11613,7	13493,2	16598,3	19431,8	22797,0	200426,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	77153,7	72711,9	89123,8	56979,9	44015,7	32886,5	24390,8	30927,3	44227,4	56356,6	77713,1	106756,5	713243,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	98275,3	93722,7	110690,8	72801,5	57276,1	45445,7	35543,0	42541,0	57720,6	72954,8	97144,9	129553,5	913670,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	32,6	31,2	35,9	32,2	30,2	25,3	22,3	25,6	29,9	30,8	35,0	39,8	31,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	77153,7	72711,9	89123,8	56979,9	44015,7	32886,5	24390,8	30927,3	44227,4	56356,6	77713,1	106756,5	713243,2
8	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Горка ич 6	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	83973,6	83533,0	85744,1	62902,5	52719,6	49931,8	44337,8	46172,8	53645,0	65990,1	77255,4	90634,4	796840,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	41273,9	41876,3	40045,9	31082,4	26809,4	27177,2	25108,4	25026,4	27393,7	33301,9	36606,3	39784,1	395486,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5878,1	5847,3	6002,1	4403,2	3690,4	3495,2	3103,6	3232,1	3755,1	4619,3	5407,9	6344,4	55778,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	36821,5	35809,4	39696,1	27416,9	22219,9	19259,4	16125,7	17914,3	22496,1	28068,9	35241,3	44505,9	345575,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	42699,6	41656,7	45698,2	31820,1	25910,2	22754,6	19229,3	21146,4	26251,2	32688,2	40649,1	50850,3	401354,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	50,8	49,9	53,3	50,6	49,1	45,6	43,4	45,8	48,9	49,5	52,6	56,1	50,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	36821,5	35809,4	39696,1	27416,9	22219,9	19259,4	16125,7	17914,3	22496,1	28068,9	35241,3	44505,9	345575,2

9	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10, Мяска 35/11	Яч. №8 Жары. Яч. №1 Новинка	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	662536,4	659060,5	676505,4	496289,4	415948,5	393953,3	349817,2	364294,9	423249,2	520650,0	609531,3	715088,8	6286925,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	424595,3	430792,4	411962,4	319752,5	275794,9	279578,9	258296,9	257452,8	281806,1	342585,1	376577,8	409268,8	4068464,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	46377,5	46134,2	47355,4	34740,3	29116,4	27576,7	24487,2	25500,6	29627,4	36445,5	42667,2	50056,2	440084,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	191563,5	182133,9	217187,6	141796,6	111037,2	86797,7	67033,1	81341,5	111815,6	141619,4	190286,3	255763,8	1778376,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	237941,1	228268,1	264543,0	176536,9	140153,6	114374,4	91520,3	106842,2	141443,1	178064,9	232953,5	305820,0	2218461,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	35,9	34,6	39,1	35,6	33,7	29,0	26,2	29,3	33,4	34,2	38,2	42,8	35,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	191563,5	182133,9	217187,6	141796,6	111037,2	86797,7	67033,1	81341,5	111815,6	141619,4	190286,3	255763,8	1778376,3
10	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	Ф. Цикова яч 12, Ф. Дорожнюк яч 13	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	170364,6	169470,8	173956,6	127615,9	106957,0	101301,2	89952,0	93674,8	108834,3	133879,9	156734,9	183877,9	1616620,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	103826,7	105342,0	100737,5	78189,4	67440,4	68365,7	63161,6	62955,1	68910,3	83772,6	92084,9	100078,8	994865,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	11925,5	11863,0	12177,0	8933,1	7487,0	7091,1	6296,6	6557,2	7618,4	9371,6	10971,4	12871,5	113163,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	54612,4	52265,8	61042,1	40493,4	32029,6	25844,4	20493,8	24162,4	32305,6	40735,7	53678,6	70927,6	508591,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	66538,0	64128,8	73219,1	49426,5	39516,6	32935,5	26790,4	30719,7	39924,0	50107,3	64650,0	83799,1	621755,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	39,1	37,8	42,1	38,7	36,9	32,5	29,8	32,8	36,7	37,4	41,2	45,6	38,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	54612,4	52265,8	61042,1	40493,4	32029,6	25844,4	20493,8	24162,4	32305,6	40735,7	53678,6	70927,6	508591,6
11	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	Ф. Починков яч 11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	806044,7	801815,9	823039,4	603787,8	506044,7	479285,3	425589,1	443202,8	514926,8	633425,0	741558,4	869980,1	7648700,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	630336,0	639535,9	611581,8	474690,9	409433,3	415050,8	383456,5	382203,3	418357,3	508587,1	559051,2	607582,8	6039867,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	56423,1	56127,1	57612,8	42265,1	35423,1	33550,0	29791,2	31024,2	36044,9	44339,7	51909,1	60898,6	535409,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	119285,5	106152,9	153844,9	86831,8	61188,3	30684,5	12341,4	29975,2	60524,6	80498,1	130598,1	201498,7	1073424,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	175708,6	162280,0	211457,6	129097,0	96611,4	64234,5	42132,6	60999,4	96569,5	124837,8	182507,2	262397,3	1608833,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	21,8	20,2	25,7	21,4	19,1	13,4	9,9	13,8	18,8	19,7	24,6	30,2	21,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	119285,5	106152,9	153844,9	86831,8	61188,3	30684,5	12341,4	29975,2	60524,6	80498,1	130598,1	201498,7	1073424,0

12	Череповецкий РЭС	За 11 месяцев 2010/10/10	Яч. №13 Берез, Яч. №13 Горюхино	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1112435,3	1106599,1	1135890,0	833297,4	698400,6	661469,4	587362,5	611671,4	710658,8	874200,1	1023436,8	1200673,7	10556095,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	876492,0	889284,6	850414,0	660065,0	569323,4	577134,6	533202,3	531459,7	581732,3	707198,3	777369,5	844853,4	8398529,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	77870,5	77461,9	79512,3	58330,8	48888,0	46302,9	41115,4	42817,0	49746,1	61194,0	71640,6	84047,2	738926,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	158072,8	139852,5	205963,8	114901,5	80189,1	38032,0	13044,8	37394,7	79180,4	105807,8	174426,8	271773,1	1418639,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	235943,3	217314,5	285476,1	173232,3	129077,2	84334,8	54160,2	80211,7	128926,5	167001,8	246067,4	355820,3	2157566,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	21,2	19,6	25,1	20,8	18,5	12,7	9,2	13,1	18,1	19,1	24,0	29,6	20,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	158072,8	139852,5	205963,8	114901,5	80189,1	38032,0	13044,8	37394,7	79180,4	105807,8	174426,8	271773,1	1418639,4
13	Череповецкий РЭС	Макс 35 10	Яч. №1 Быстро	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	49848,9	49587,4	50899,9	37340,6	31295,8	29640,8	26320,1	27409,4	31845,1	39173,4	45860,8	53802,9	473025,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	23776,3	24123,3	23068,9	17905,4	15443,8	15655,7	14464,0	14416,7	15780,5	19183,9	21087,4	22918,0	227824,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	3489,4	3471,1	3563,0	2613,8	2190,7	2074,9	1842,4	1918,7	2229,2	2742,1	3210,3	3766,2	33111,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	22583,2	21992,9	24268,0	16821,4	13661,2	11910,3	10013,7	11074,0	13835,4	17247,4	21563,1	27118,7	212089,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	26072,6	25464,1	27831,0	19435,2	15851,9	13985,1	11856,1	12992,6	16064,6	19989,5	24773,4	30884,9	245201,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	52,3	51,4	54,7	52,0	50,7	47,2	45,0	47,4	50,4	51,0	54,0	57,4	51,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	22583,2	21992,9	24268,0	16821,4	13661,2	11910,3	10013,7	11074,0	13835,4	17247,4	21563,1	27118,7	212089,3
14	Череповецкий РЭС	Макс 35 10	Яч. №7 Поселок 1, Яч. №11 Поселок 2	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	352169,7	350322,1	359594,8	263801,5	221096,4	209404,9	185944,5	193640,1	224977,1	276750,2	323994,9	380103,8	3341800,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	239744,6	243243,7	232611,5	180545,9	155725,6	157862,1	145845,4	145368,8	159119,7	193438,1	212631,9	231090,6	2297228,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	24651,9	24522,5	25171,6	18466,1	15476,8	14658,3	13016,1	13554,8	15748,4	19372,5	22679,6	26607,3	233926,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	87773,2	82555,8	101811,7	64789,5	49894,1	36884,5	27082,9	34716,5	50109,0	63939,6	88683,4	122405,9	810646,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	112425,0	107078,3	126983,3	83255,6	65370,9	51542,8	40099,1	48271,3	65857,4	83312,1	111363,1	149013,2	1044572,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,9	30,6	35,3	31,6	29,6	24,6	21,6	24,9	29,3	30,1	34,4	39,2	31,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	87773,2	82555,8	101811,7	64789,5	49894,1	36884,5	27082,9	34716,5	50109,0	63939,6	88683,4	122405,9	810646,0

15	Череповецкий РЭС	Шетинская 35/10	Яч №5 Хмельное	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	266988,5	265587,8	272617,7	199994,4	167618,7	158755,0	140969,1	146803,3	170560,7	209811,2	245628,5	288166,0	2533501,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	148740,9	150911,8	144315,4	112013,2	96614,3	97939,8	90484,5	90188,8	98720,1	120011,7	131919,7	143371,8	1425232,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	18689,2	18591,1	19083,2	13999,6	11733,3	11112,9	9867,8	10276,2	11939,2	14686,8	17194,0	20171,6	177345,1
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	99558,4	96084,9	109219,1	73981,6	59271,1	49702,3	40616,7	46338,3	59901,4	75112,7	96514,8	124622,6	930923,9
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	118247,6	114676,0	128302,3	87981,2	71004,4	60815,2	50484,6	56614,5	71840,6	89799,5	113708,8	144794,2	1108269,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	44,3	43,2	47,1	44,0	42,4	38,3	35,8	38,6	42,1	42,8	46,3	50,2	43,7
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	99558,4	96084,9	109219,1	73981,6	59271,1	49702,3	40616,7	46338,3	59901,4	75112,7	96514,8	124622,6	930923,9
16	Череповецкий РЭС	Шетинская 35/10	Яч №7 Петровское	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	26261,5	26123,7	26815,2	19671,8	16487,3	15615,4	13866,0	14439,9	16776,7	20637,4	24160,5	28344,6	249200,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	11335,4	11500,9	10998,2	8536,5	7362,9	7463,9	6895,8	6873,2	7523,4	9146,0	10053,5	10926,3	108616,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1838,3	1828,7	1877,1	1377,0	1154,1	1093,1	970,6	1010,8	1174,4	1444,6	1691,2	1984,1	17444,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	13087,8	12794,2	13940,0	9758,4	7970,3	7058,4	5999,6	6555,8	8078,9	10046,8	12415,7	15434,2	123140,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14926,1	14622,8	15817,0	11135,4	9124,4	8151,5	6970,2	7566,6	9253,3	11491,4	14107,0	17418,3	140584,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	56,8	56,0	59,0	56,6	55,3	52,2	50,3	52,4	55,2	55,7	58,4	61,5	56,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	13087,8	12794,2	13940,0	9758,4	7970,3	7058,4	5999,6	6555,8	8078,9	10046,8	12415,7	15434,2	123140,0
17	Череповецкий РЭС	Шетинская 35/10 Яч №15 Санниково	Яч №14 сел. Шетинское, Яч №15 Санниково	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	325436,0	323728,7	332297,6	243776,0	204312,7	193508,8	171829,2	178940,7	207898,8	255741,8	299400,1	351249,6	3088120,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	231288,0	234663,7	224406,5	174177,4	150232,6	152293,8	140701,0	140241,2	153507,0	186614,9	205131,6	222939,2	2216197,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	22780,5	22661,0	23260,8	17064,3	14301,9	13545,6	12028,0	12525,8	14552,9	17901,9	20958,0	24587,5	216168,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	71367,5	66404,0	84630,2	52534,2	39778,3	27669,3	19100,2	26173,7	39838,9	51225,0	73310,5	103722,9	655754,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	94148,0	89065,0	107891,0	69598,5	54080,2	41215,0	31128,3	38699,5	54391,8	69126,9	94268,5	128310,4	871923,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	28,9	27,5	32,5	28,6	26,5	21,3	18,1	21,6	26,2	27,0	31,5	36,5	28,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	71367,5	66404,0	84630,2	52534,2	39778,3	27669,3	19100,2	26173,7	39838,9	51225,0	73310,5	103722,9	655754,6

18	Череповецкий РЭС	Ю. Череповецкая 15/10	Яч. Хаб Циклоп	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	56523,8	56227,2	57715,5	42340,5	35486,3	33609,8	29844,4	31079,5	36109,2	44418,8	52001,7	61007,2	536364,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	24273,6	24627,9	23551,4	18279,9	15766,9	15983,2	14766,5	14718,3	16110,5	19585,2	21528,5	23397,4	232589,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	3956,7	3935,9	4040,1	2963,8	2484,0	2352,7	2089,1	2175,6	2527,6	3109,3	3640,1	4270,5	37545,5
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	28293,5	27663,5	30124,1	21096,8	17235,4	15274,0	12988,8	14185,7	17471,0	21724,4	26833,1	33339,3	266229,5
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	32250,2	31599,4	34164,1	24060,7	19719,5	17626,6	15077,9	16361,3	19998,7	24833,7	30473,2	37609,8	303775,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	57,1	56,2	59,2	56,8	55,6	52,4	50,5	52,6	55,4	55,9	58,6	61,6	56,6
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	28293,5	27663,5	30124,1	21096,8	17235,4	15274,0	12988,8	14185,7	17471,0	21724,4	26833,1	33339,3	266229,5
19	Череповецкий РЭС	Абаканово 35/10	Яч. Ж-2 Покров	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	83292,8	82855,8	85048,9	62392,5	52292,2	49527,0	43978,3	45798,5	53210,1	65455,1	76629,1	89899,6	790380,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	49943,7	50672,7	48457,8	37611,4	32440,8	32885,9	30382,6	30283,3	33147,9	40297,2	44295,6	48140,9	478560,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5830,5	5799,9	5953,4	4367,5	3660,5	3466,9	3078,5	3205,9	3724,7	4581,9	5364,0	6293,0	55326,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	27518,5	26383,2	30637,7	20413,6	16190,9	13174,2	10517,2	12309,2	16337,4	20576,1	26969,5	35465,7	256493,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	33349,0	32183,1	36591,2	24781,1	19851,4	16641,1	13595,7	15515,1	20062,1	25157,9	32333,5	41758,6	311820,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	40,0	38,8	43,0	39,7	38,0	33,6	30,9	33,9	37,7	38,4	42,2	46,5	39,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	27518,5	26383,2	30637,7	20413,6	16190,9	13174,2	10517,2	12309,2	16337,4	20576,1	26969,5	35465,7	256493,4
20	Череповецкий РЭС	Вешняки 15/10	Ф. Искра яч 15	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	46374,9	46131,6	47352,7	34738,3	29114,8	27575,2	24485,8	25499,2	29625,8	36443,4	42664,8	50053,4	440060,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	13325,4	13519,9	12929,0	10035,1	8655,5	8774,3	8106,3	8079,9	8844,2	10751,6	11818,5	12844,4	127684,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	3246,2	3229,2	3314,7	2431,7	2038,0	1930,3	1714,0	1784,9	2073,8	2551,0	2986,5	3503,7	30804,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	29803,3	29382,5	31109,1	22271,6	18421,2	16870,7	14665,5	15634,4	18707,8	23140,8	27859,8	33705,2	281571,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	33049,5	32611,7	34423,8	24703,2	20459,3	18800,9	16379,5	17419,4	20781,6	25691,8	30846,3	37209,0	312376,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	71,3	70,7	72,7	71,1	70,3	68,2	66,9	68,3	70,1	70,5	72,3	74,3	71,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	29803,3	29382,5	31109,1	22271,6	18421,2	16870,7	14665,5	15634,4	18707,8	23140,8	27859,8	33705,2	281571,8

21	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10 кВ, Петринино 110/35/10	ф. Марьин яч.3, Яч. № Некрасово	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	242791,6	241517,8	247910,6	181869,1	152427,5	144367,2	128193,2	133498,7	155102,9	190796,2	223367,4	262049,8	2303892,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	174487,5	177034,2	169296,0	131402,4	113338,0	114893,0	106147,2	105800,3	115808,3	140785,4	154754,7	168189,1	1671936,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	16995,4	16906,2	17353,7	12730,8	10669,9	10105,7	8973,5	9344,9	10857,2	13355,7	15635,7	18343,5	161272,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	51308,6	47577,3	61260,8	37735,9	28419,6	19368,5	13072,5	18353,5	28437,4	36655,0	52977,0	75517,2	470683,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	68304,0	64483,6	78614,6	50466,7	39089,6	29474,2	22046,0	27698,4	39294,6	50010,8	68612,7	93860,7	631956,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	28,1	26,7	31,7	27,7	25,6	20,4	17,2	20,7	25,3	26,2	30,7	35,8	27,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	51308,6	47577,3	61260,8	37735,9	28419,6	19368,5	13072,5	18353,5	28437,4	36655,0	52977,0	75517,2	470683,6
22	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10 кВ	ф. Ботово яч.4, ф. Борисов яч.18, Яч. №18 Свиболово яч.1-4	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	794259,5	790092,5	811005,7	594959,8	498645,8	472277,6	419366,6	436722,7	507398,0	624163,7	730716,1	857260,1	7536868,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	635181,3	644451,9	616282,8	478339,7	412580,5	418241,2	386404,1	385141,2	421573,1	512496,5	563348,5	612253,2	6086294,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	55598,2	55306,5	56770,4	41647,2	34905,2	33059,4	29355,7	30570,6	35517,9	43691,5	51150,1	60008,2	527580,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	103480,0	90334,1	137952,5	74972,9	51160,1	20977,0	3606,8	21010,9	50307,1	67975,7	116217,4	184998,7	922993,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	159078,2	145640,6	194722,9	116620,1	86065,3	54036,5	32962,5	51581,5	85824,9	111667,1	167367,5	245006,9	1450574,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	20,0	18,4	24,0	19,6	17,3	11,4	7,9	11,8	16,9	17,9	22,9	28,6	19,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	103480,0	90334,1	137952,5	74972,9	51160,1	20977,0	3606,8	21010,9	50307,1	67975,7	116217,4	184998,7	922993,2
23	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10 кВ, Климозская 110/35/10	ф. Ягланово яч.1, яч. №1, Лохта	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	352826,4	350975,4	360265,4	264293,4	221508,7	209795,4	186291,3	194001,2	225396,6	277266,4	324599,1	380812,6	3348032,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	286527,4	290709,4	278002,4	215776,9	186113,2	188666,7	173250,9	174789,8	190169,7	231184,9	254124,0	276184,7	2745500,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	24697,8	24568,3	25218,6	18500,5	15505,6	14685,7	13040,4	13580,1	15777,8	19408,6	22721,9	26656,9	234362,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	41601,1	35697,7	57044,4	30016,0	19889,9	6443,0	0,0	5631,4	19449,2	26672,8	47753,2	77971,0	368169,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	66299,0	60266,0	82263,0	48516,5	35395,5	21128,7	13040,4	19211,5	35226,9	46081,5	70475,1	104627,9	602532,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	18,8	17,2	22,8	18,4	16,0	10,1	7,0	9,9	15,6	16,6	21,7	27,5	18,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	41601,1	35697,7	57044,4	30016,0	19889,9	6443,0	0,0	5631,4	19449,2	26672,8	47753,2	77971,0	368169,8

24	Череповецкий РЭС	Елюково 110/10/6	Яч. №19 Соболево	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	133546,6	132845,9	136362,3	100036,4	83842,2	79408,6	70512,2	73430,4	85313,8	104946,7	122862,4	144139,5	1267247,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	71419,0	72461,3	69294,0	53783,9	46390,0	47026,5	43446,8	43304,8	47401,1	57624,4	63342,2	68841,0	684335,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9348,3	9299,2	9545,4	7002,5	5869,0	5558,6	4935,9	5140,1	5972,0	7346,3	8600,4	10089,8	88707,3
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	52779,4	51085,4	57522,9	39249,9	31583,2	26823,5	22129,6	24985,5	31940,7	39976,0	50919,9	65208,8	494204,7
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	62127,6	60384,6	67068,2	46252,5	37452,2	32382,1	27065,4	30125,7	37912,6	47322,3	59520,2	75298,5	582912,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	46,5	45,5	49,2	46,2	44,7	40,8	38,4	41,0	44,4	45,1	48,4	52,2	46,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	52779,4	51085,4	57522,9	39249,9	31583,2	26823,5	22129,6	24985,5	31940,7	39976,0	50919,9	65208,8	494204,7
25	Череповецкий РЭС	Загородная 110/10, Искра 110/10 (полая), Малечкино 35/10, РПП-1 220/110/10/0,4	Яч. №2 Солманское, Яч. №209 Газовая-2, Яч. №4 Степановское, Яч. №1 и №204 Шульгановские	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	1401919,6	1394564,6	1431477,8	1050142,8	880142,3	833600,7	740209,3	770843,9	895590,5	1101689,4	1289761,4	1513119,8	13303062,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1082363,8	1098161,1	1050160,5	815102,1	703046,9	712692,8	658441,6	656289,7	718370,4	873306,1	959959,1	1043293,8	10371188,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	98134,4	97619,5	100203,4	73510,0	61610,0	58352,0	51814,6	53959,1	62691,3	77118,3	90283,3	105918,4	931214,3
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	221421,4	198783,9	281113,9	161530,7	115485,5	62555,9	29953,0	60595,1	114528,7	151265,0	239518,9	363907,6	2000659,7
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	319555,8	296403,5	381317,3	235040,7	177095,4	120907,9	81767,6	114554,2	177220,0	228383,3	329802,2	469826,0	2931874,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	22,8	21,3	26,6	22,4	20,1	14,5	11,0	14,9	19,8	20,7	25,6	31,1	22,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	221421,4	198783,9	281113,9	161530,7	115485,5	62555,9	29953,0	60595,1	114528,7	151265,0	239518,9	363907,6	2000659,7
26	Череповецкий РЭС	Ирдоматка 35/10	ф. Дар ун ич 2	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	528883,0	526108,3	540034,0	396173,0	332039,2	314481,1	279248,6	290805,7	337867,1	415619,3	486570,6	570834,0	5018664,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	356703,4	361909,6	346090,5	268624,8	231695,9	234874,8	216995,8	216286,6	236745,9	287806,5	316363,8	343827,5	3417925,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	37021,8	36827,6	37802,4	27732,1	23242,7	22013,7	19547,4	20356,4	23650,7	29093,3	34059,9	39958,4	351306,5
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	135157,8	127371,1	156141,1	99816,1	77100,6	57592,7	42705,4	54162,7	77470,6	98719,5	136146,9	187048,1	1249432,5
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	172179,6	164198,7	193943,5	127548,2	100343,4	79606,3	62252,8	74519,1	101121,3	127812,8	170206,8	227006,5	1600739,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	32,6	31,2	35,9	32,2	30,2	25,3	22,3	25,6	29,9	30,8	35,0	39,8	31,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	135157,8	127371,1	156141,1	99816,1	77100,6	57592,7	42705,4	54162,7	77470,6	98719,5	136146,9	187048,1	1249432,5

27	Череповецкий РЭС	Коротко 110/35/10, Сула 110/35/10	Яч. №102 Соснов са, Яч. №104 Дубровица	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	535509,1	532699,6	546799,8	401136,4	336199,2	318421,1	282747,2	294449,1	342100,1	420826,3	492666,6	577985,6	5081540,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	368743,9	374125,8	357772,8	277692,2	239516,8	242803,0	224320,5	223587,4	244737,3	297521,4	327042,6	355433,4	3533297,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	37485,6	37289,0	38276,0	28079,5	23533,9	22289,5	19792,3	20611,4	23947,0	29457,8	34486,7	40459,0	355707,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	129279,5	121284,8	150751,0	95364,7	73148,5	53328,6	38634,4	50250,3	73415,8	93847,1	131137,3	182093,2	1192535,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	166765,1	158573,8	189027,0	123444,2	96682,4	75618,1	58426,7	70861,7	97362,8	123305,0	165623,9	222552,2	1548243,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,1	29,8	34,6	30,8	28,8	23,7	20,7	24,1	28,5	29,3	33,6	38,5	30,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	129279,5	121284,8	150751,0	95364,7	73148,5	53328,6	38634,4	50250,3	73415,8	93847,1	131137,3	182093,2	1192535,2
28	Череповецкий РЭС	Коротко 110/35/10	Яч. №106 Чавало	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	129638,2	128958,1	132371,5	97108,7	81388,5	77084,7	68448,6	71281,4	82817,0	101875,4	119266,7	139921,1	1230160,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	83400,6	84617,9	80919,2	62807,0	54172,7	54915,9	50735,7	50569,8	55353,4	67291,9	73968,8	80390,1	799143,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9074,7	9027,1	9266,0	6797,6	5697,2	5395,9	4791,4	4989,7	5797,2	7131,3	8348,7	9794,5	86111,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	37162,9	35313,2	42186,3	27504,1	21518,6	16772,8	12921,5	15721,9	21666,4	27452,2	36949,2	49736,5	344905,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	46237,6	44340,2	51452,3	34301,7	27215,8	22168,7	17712,9	20711,6	27463,6	34583,5	45297,9	59531,0	431017,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	35,7	34,4	38,9	35,3	33,4	28,8	25,9	29,1	33,2	33,9	38,0	42,5	35,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	37162,9	35313,2	42186,3	27504,1	21518,6	16772,8	12921,5	15721,9	21666,4	27452,2	36949,2	49736,5	344905,8
29	Череповецкий РЭС	Коротко 110/35/10	Яч. №101 Ушма	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	179067,2	178127,7	182842,6	134134,7	112420,6	106475,8	94546,9	98459,9	114393,8	140718,8	164741,2	193270,8	1699200,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	106841,0	108400,3	103662,2	80459,4	69398,3	70350,5	64995,3	64782,9	70910,9	86204,7	94758,3	102984,3	1023748,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	12534,7	12468,9	12799,0	9389,4	7869,4	7453,3	6618,3	6892,2	8007,6	9850,3	11531,9	13529,0	118944,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	59691,5	57258,4	66381,5	44285,9	35152,8	28672,0	22933,4	26784,8	35475,3	44663,7	58451,0	76757,5	556508,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	72226,2	69727,4	79180,5	53675,4	43022,3	36125,4	29551,6	33677,0	43482,9	54514,1	69982,9	90286,4	675452,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	40,3	39,1	43,3	40,0	38,3	33,9	31,3	34,2	38,0	38,7	42,5	46,7	39,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	59691,5	57258,4	66381,5	44285,9	35152,8	28672,0	22933,4	26784,8	35475,3	44663,7	58451,0	76757,5	556508,0

30	Череповецкий РЭС	Малеч с/но 35/10	Яч. №15 Киселево	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	142619,3	141871,1	145626,3	106832,6	89538,2	84803,4	75302,6	78419,1	91109,7	112076,5	131209,3	153931,9	1353340,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	52767,8	53538,0	51197,8	39738,2	34275,2	34745,5	32100,6	31995,7	35022,3	42575,7	46800,3	50863,0	505620,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9983,4	9931,0	10193,8	7478,3	6267,7	5936,2	5271,2	5489,3	6377,7	7845,4	9184,7	10775,2	94733,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	79868,2	78402,2	84234,7	59616,1	48995,3	44121,7	37930,8	40934,1	49709,8	61655,4	75224,4	92293,6	752986,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	89851,5	88333,1	94428,5	67094,4	55263,0	50058,0	43202,0	46423,4	56087,5	69500,7	84409,0	103068,8	847720,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	63,0	62,3	64,8	62,8	61,7	59,0	57,4	59,2	61,6	62,0	64,3	67,0	62,6
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	79868,2	78402,2	84234,7	59616,1	48995,3	44121,7	37930,8	40934,1	49709,8	61655,4	75224,4	92293,6	752986,2
31	Череповецкий РЭС	Малеч с/но 35/10	Яч. №17 РПП-2, Яч. №5 Сельц	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	110632,7	110052,3	112965,3	82872,2	69456,6	65783,7	58413,7	60831,3	70675,6	86940,0	101781,7	119408,1	1049813,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	93019,1	94447,2	92513,7	70050,4	60420,3	61178,9	54324,8	56402,0	61737,2	75052,5	82499,5	89661,4	891307,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	7744,3	7703,7	7907,6	5801,1	4862,0	4604,9	4089,0	4258,2	4947,3	6085,8	7124,7	8358,6	73486,9
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	9869,3	7901,4	12544,0	7020,7	4174,3	0,0	0,0	171,1	3991,1	5801,7	12157,4	21388,1	85019,1
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	17613,6	15605,1	20451,6	12821,7	9036,2	4604,9	4089,0	4429,3	8938,4	11887,4	19282,2	29746,7	158506,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	15,9	14,2	18,1	15,5	13,0	7,0	7,0	7,3	12,6	13,7	18,9	24,9	15,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	9869,3	7901,4	12544,0	7020,7	4174,3	0,0	0,0	171,1	3991,1	5801,7	12157,4	21388,1	85019,1
32	Череповецкий РЭС	Нелазко : 110/10	Яч. №13 Лукинское Яч. №1 Славянов Яч. №5 Сидорово	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	343719,3	341916,0	350966,3	257471,5	215791,2	204380,2	181482,7	188993,7	219578,7	270109,6	316220,6	370983,1	3261613,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	168554,7	171014,8	163539,8	126934,5	109484,3	110986,5	102538,0	102202,9	111870,6	135998,5	149492,9	162470,4	1615088,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	24060,4	23934,1	24567,6	18023,0	15105,4	14306,6	12703,8	13229,6	15370,5	18907,7	22135,4	25968,8	228312,9
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	151104,2	146967,1	162858,9	112514,0	91201,5	79087,1	66240,9	73561,2	92337,6	115203,4	144592,3	182543,9	1418212,1
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	175164,6	170901,2	187426,6	130537,0	106306,9	93393,8	78944,7	86790,8	107708,1	134111,1	166727,8	208512,7	1646525,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	51,0	50,0	53,4	50,7	49,3	45,7	43,5	45,9	49,1	49,7	52,7	56,2	50,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	151104,2	146967,1	162858,9	112514,0	91201,5	79087,1	66240,9	73561,2	92337,6	115203,4	144592,3	182543,9	1418212,1

33	Череповецкий РЭС	Новые Угли 110/35/10, Абаканово 35/10	Яч. №12 Кораблево, Яч. №12 Шухоболь, Яч. №12 Ал. Ж. Ино	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	607379,3	604192,7	620185,3	454972,6	381320,2	361156,1	320694,4	333966,8	388013,0	477305,1	558786,9	655556,6	5763529,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	495692,1	502926,9	484245,8	373293,8	321975,7	326393,2	298245,8	300562,2	328993,4	399949,6	439634,3	477799,2	4749712,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	42516,5	42293,5	43413,0	31848,1	26692,4	25280,9	22448,6	23377,7	27160,9	33411,4	39115,1	45889,0	403447,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	69170,6	58972,4	92526,5	49830,7	32652,1	9481,9	0,0	10026,9	31858,7	43944,1	80037,6	131868,4	610370,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	111687,1	101265,9	135939,5	81678,8	59344,5	34762,9	22448,6	33404,6	59019,6	77355,5	119152,7	177757,4	1013817,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	18,4	16,8	21,9	18,0	15,6	9,6	7,0	10,0	15,2	16,2	21,3	27,1	17,6
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	69170,6	58972,4	92526,5	49830,7	32652,1	9481,9	0,0	10026,9	31858,7	43944,1	80037,6	131868,4	610370,0
34	Череповецкий РЭС	Петринцево 110/35/10	Яч. №5 Напорное	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	195831,5	194804,1	199960,5	146692,5	122945,4	116444,1	103398,5	107677,8	125103,4	153892,9	180164,4	211364,9	1858280,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	133472,0	135420,1	129500,8	100514,5	86696,4	87885,9	81195,9	80930,6	88586,1	107692,0	118377,6	128654,1	1278926,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	13708,2	13636,3	13997,2	10268,5	8606,2	8151,1	7237,9	7537,4	8757,2	10772,5	12611,5	14795,5	130079,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	48651,3	45747,8	56462,4	35909,5	27642,8	20407,1	14964,6	19209,8	27760,1	35428,4	49175,2	67915,3	449274,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	62359,5	59384,1	70459,6	46177,9	36249,0	28558,2	22202,5	26747,2	36517,3	46201,0	61786,7	82710,8	579354,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,8	30,5	35,2	31,5	29,5	24,5	21,5	24,8	29,2	30,0	34,3	39,1	31,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	48651,3	45747,8	56462,4	35909,5	27642,8	20407,1	14964,6	19209,8	27760,1	35428,4	49175,2	67915,3	449274,4
35	Череповецкий РЭС	Петринцево 110/35/10	Яч. №11 Ивановское	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	127863,6	127192,8	130559,5	95779,4	80274,3	76029,4	67511,6	70305,6	81683,3	100480,8	117634,1	138005,7	1213320,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	73260,4	74329,7	71080,7	55170,7	47586,1	48239,0	44567,0	44421,4	48623,3	59110,2	64975,4	70616,0	701980,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	8950,5	8903,5	9139,2	6704,6	5619,2	5322,1	4725,8	4921,4	5717,8	7033,7	8234,4	9660,4	84932,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	45652,7	43959,6	50339,6	33904,2	27069,0	22468,4	18218,8	20962,9	27342,1	34336,9	44424,3	57729,4	426407,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	54603,1	52863,1	59478,7	40608,7	32688,2	27790,4	22944,6	25884,3	33060,0	41370,5	52658,7	67389,8	511340,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	42,7	41,6	45,6	42,4	40,7	36,6	34,0	36,8	40,5	41,2	44,8	48,8	42,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	45652,7	43959,6	50339,6	33904,2	27069,0	22468,4	18218,8	20962,9	27342,1	34336,9	44424,3	57729,4	426407,6

36	Череповицкий РЭС	Питриново 110/35/10	Яч. №17 У.Ш.ы	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	210429,2	209325,2	214865,9	157627,2	132110,0	125124,1	111106,0	115704,3	134428,8	165364,4	193594,2	227120,5	1996800,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	134309,3	136269,6	130313,2	101145,1	87240,3	88437,2	81705,3	81438,3	89141,8	108367,6	119120,2	129461,1	1286949,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14730,0	14652,8	15040,6	11033,9	9247,7	8758,7	7777,4	8099,3	9410,0	11575,5	13551,6	15898,4	139776,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	61389,9	58402,9	69512,1	45448,2	35622,0	27928,2	21623,3	26166,7	35877,0	45421,4	60922,4	81760,9	570075,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	76119,9	73055,7	84552,7	56482,2	44869,8	36686,9	29400,7	34266,0	45287,1	56996,9	74473,9	97659,3	709851,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	36,2	34,9	39,4	35,8	34,0	29,3	26,5	29,6	33,7	34,5	38,5	43,0	35,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	61389,9	58402,9	69512,1	45448,2	35622,0	27928,2	21623,3	26166,7	35877,0	45421,4	60922,4	81760,9	570075,0
37	Череповицкий РЭС	Петриново 110/35/10	Яч. №18 Бр.а	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	118891,2	118267,5	121398,0	89058,4	74641,4	70694,4	62774,2	65372,2	75951,5	93429,9	109379,6	128321,7	1128180,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	59049,6	59911,4	57292,7	44468,8	38355,5	38881,8	35922,0	35804,6	39191,5	47644,2	52371,7	56918,1	565812,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	8322,4	8278,7	8497,9	6234,1	5224,9	4948,6	4394,2	4576,1	5316,6	6540,1	7656,6	8982,5	78972,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	51519,3	50077,3	55607,4	38355,5	31061,0	26864,0	22458,0	24991,5	31443,4	39245,6	49351,3	62421,1	483395,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	59841,7	58356,1	64105,3	44589,6	36285,9	31812,6	26852,2	29567,6	36760,0	45785,7	57007,9	71403,6	562368,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	50,3	49,3	52,8	50,1	48,6	45,0	42,8	45,2	48,4	49,0	52,1	55,6	49,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	51519,3	50077,3	55607,4	38355,5	31061,0	26864,0	22458,0	24991,5	31443,4	39245,6	49351,3	62421,1	483395,4
38	Череповицкий РЭС	Половская 35/10	Яч. №3 Правдинно	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	83223,2	82786,6	84977,9	62340,4	52248,6	49485,7	43941,6	45760,2	53165,6	65400,4	76565,1	89824,5	789720,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	58590,9	59446,1	56847,7	44123,4	38057,6	38579,7	35643,0	35526,5	38887,1	47274,1	51964,9	56476,0	561417,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5825,6	5795,1	5948,5	4363,8	3657,4	3464,0	3075,9	3203,2	3721,6	4578,0	5359,6	6287,7	55280,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	18806,7	17545,5	22181,8	13853,2	10533,6	7441,9	5222,7	7030,5	10556,9	13548,3	19240,7	27060,8	173022,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	24632,3	23340,6	28130,3	18217,0	14191,0	10905,9	8298,6	10233,7	14278,5	18126,3	24600,2	33348,5	228303,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	29,6	28,2	33,1	29,2	27,2	22,0	18,9	22,4	26,9	27,7	32,1	37,1	28,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	18806,7	17545,5	22181,8	13853,2	10533,6	7441,9	5222,7	7030,5	10556,9	13548,3	19240,7	27060,8	173022,6

39	Череповецкий РЭС	Судла 110/35/10	Яч №18 ДСК 1	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	372797,4	370841,5	380657,5	279253,2	234046,8	221670,5	196835,9	204982,2	238154,7	292960,4	342972,4	402367,7	3537540,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	243889,8	247449,4	236633,4	183667,5	158418,0	160591,6	148367,1	147882,2	161870,9	196782,7	216308,3	235086,1	2336947,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	26095,8	25958,9	26646,0	19547,7	16383,3	15516,9	13778,5	14348,8	16670,8	20507,2	24008,1	28165,7	247627,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	102811,8	97433,2	117378,1	76037,9	59245,4	45562,0	34690,3	42751,3	59613,0	75670,5	102656,0	139115,8	952965,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	128907,6	123392,1	144024,1	95585,6	75628,7	61078,9	48468,8	57100,0	76283,8	96177,7	126664,1	167281,5	1200593,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	34,6	33,3	37,8	34,2	32,3	27,6	24,6	27,9	32,0	32,8	36,9	41,6	33,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	102811,8	97433,2	117378,1	76037,9	59245,4	45562,0	34690,3	42751,3	59613,0	75670,5	102656,0	139115,8	952965,2
40	Череповецкий РЭС	Судла 110/35/10	Яч №213 Рошино	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	125890,8	125230,3	128545,1	94301,6	79035,8	74856,4	66470,0	69220,9	80423,0	98930,5	115819,1	135876,5	1194600,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	85571,6	86820,5	83025,6	64441,9	55582,8	56345,4	52056,3	51886,2	56794,3	69043,5	75894,3	82482,7	819945,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	8812,4	8766,1	8998,2	6601,1	5532,5	5239,9	4652,9	4845,5	5629,6	6925,1	8107,3	9511,4	83622,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	31506,9	29643,7	36521,4	23258,6	17920,5	13271,0	9760,7	12489,3	17999,1	22961,9	31817,5	43882,4	291033,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	40319,2	38409,8	45519,5	29859,8	23453,0	18511,0	14413,6	17334,7	23628,7	29887,0	39924,9	53393,8	374655,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	32,0	30,7	35,4	31,7	29,7	24,7	21,7	25,0	29,4	30,2	34,5	39,3	31,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	31506,9	29643,7	36521,4	23258,6	17920,5	13271,0	9760,7	12489,3	17999,1	22961,9	31817,5	43882,4	291033,0
41	Череповецкий РЭС	Судла 110/35/10 Нелазское, Яч. №12 Шульма очистные	Яч. №108 Сойновское, Яч. №12 Шульма очистные	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	171483,6	170583,9	175099,2	128454,1	107659,5	101966,5	90542,8	94290,1	109549,1	134759,3	157764,3	185085,7	1627238,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	91975,0	93317,4	89238,5	69264,2	59742,2	60561,8	55951,8	55768,9	61044,3	74210,1	81573,6	88655,0	881303,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	12003,9	11940,9	12256,9	8991,8	7536,2	7137,7	6338,0	6600,3	7668,4	9433,1	11043,5	12956,0	113906,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	67504,7	65325,6	73603,7	50198,1	40381,2	34267,0	28253,0	31920,8	40836,4	51116,0	65147,3	83474,6	632028,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	79508,5	77266,5	85860,6	59189,9	47917,3	41404,7	34591,0	38521,1	48504,8	60549,1	76190,8	96430,6	745935,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	46,4	45,3	49,0	46,1	44,5	40,6	38,2	40,9	44,3	44,9	48,3	52,1	45,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	67504,7	65325,6	73603,7	50198,1	40381,2	34267,0	28253,0	31920,8	40836,4	51116,0	65147,3	83474,6	632028,3

42	Череповицкий РЭС	Судак 110/35 10	Яч. №103 Неверов бор	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	107644,7	107080,0	109914,3	80634,0	67580,7	64007,1	56836,1	59188,3	68766,9	84591,9	99032,8	116183,1	1021460,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	50004,4	50734,2	48516,6	37657,1	32480,2	32925,9	30419,5	30320,1	33188,2	40346,1	44349,4	48199,4	479141,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	7535,1	7495,6	7694,0	5644,4	4730,6	4480,5	3978,5	4143,2	4813,7	5921,4	6932,3	8132,8	71502,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	50105,2	48850,2	53703,7	37332,5	30369,8	26600,7	22438,1	24725,1	30765,0	38324,4	47751,1	59850,9	470816,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	57640,4	56345,8	61397,7	42976,9	35100,5	31081,2	26416,6	28868,3	35578,7	44245,9	54683,4	67983,7	542319,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	53,5	52,6	55,9	53,3	51,9	48,6	46,5	48,8	51,7	52,3	55,2	58,5	53,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	50105,2	48850,2	53703,7	37332,5	30369,8	26600,7	22438,1	24725,1	30765,0	38324,4	47751,1	59850,9	470816,8
43	Череповицкий РЭС	Судак 110/35 10	Яч. №207 п. Судак 2	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	212035,3	210922,9	216505,8	158830,3	133118,3	126079,1	111954,0	116587,4	135454,8	166626,5	195071,7	228853,9	2012040,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	122475,5	124263,1	118831,5	92233,4	79553,7	80645,2	74506,4	74262,9	81287,6	98819,5	108624,8	118054,5	1173558,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14842,5	14764,6	15155,4	11118,1	9318,3	8825,5	7836,8	8161,1	9481,8	11663,9	13655,0	16019,8	140842,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	74717,3	71895,2	82518,9	55478,8	44246,4	36608,4	29610,8	34163,4	44685,3	56143,2	72792,0	94779,6	697639,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	89559,7	86659,8	97674,3	66596,9	53564,6	45433,9	37447,6	42324,5	54167,2	67807,1	86447,0	110799,4	838482,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	42,2	41,1	45,1	41,9	40,2	36,0	33,4	36,3	40,0	40,7	44,3	48,4	41,7
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	74717,3	71895,2	82518,9	55478,8	44246,4	36608,4	29610,8	34163,4	44685,3	56143,2	72792,0	94779,6	697639,2
44	Череповицкий РЭС	Судак 110/35/10	Яч. №209 Андогол	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	589948,4	586853,3	602386,9	441915,5	370376,8	350791,4	311490,9	324382,5	376877,6	463607,1	542750,5	636743,1	5598124,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	445152,9	451650,0	431908,4	335233,9	289148,0	293115,2	270802,8	269917,8	295450,3	359172,0	394810,5	429084,2	4265446,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	41296,4	41079,7	42167,1	30934,1	25926,4	24555,4	21804,4	22706,8	26381,4	32452,5	37992,5	44572,0	391868,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	103499,1	94123,6	128311,5	75747,5	55302,4	33120,9	18883,7	31757,9	55045,9	71982,6	109947,5	163086,8	940809,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	144795,5	135203,3	170478,5	106681,6	81228,8	57676,3	40688,1	54464,6	81427,4	104435,1	147940,0	207658,8	1332678,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	24,5	23,0	28,3	24,1	21,9	16,4	13,1	16,8	21,6	22,5	27,3	32,6	23,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	103499,1	94123,6	128311,5	75747,5	55302,4	33120,9	18883,7	31757,9	55045,9	71982,6	109947,5	163086,8	940809,3

45	Череповецкий РЭС	Судак 110/35/10	Яч. №111 ДСК 2	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	71155,8	70782,5	72656,1	53301,0	44672,5	42310,2	37570,0	39124,9	45456,6	55917,3	65463,1	76799,9	675210,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	44412,8	45061,1	43091,4	33446,2	28848,3	29244,1	27018,0	26929,7	29477,0	35834,5	39390,2	42809,7	425563,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	4980,9	4954,8	5085,9	3731,1	3127,1	2961,7	2629,9	2738,7	3182,0	3914,2	4582,4	5376,0	47264,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	21762,1	20766,7	24478,7	16123,7	12697,2	10104,4	7922,2	9456,5	12797,6	16168,6	21490,5	28614,2	202382,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	26743,0	25721,4	29564,6	19854,8	15824,2	13066,2	10552,1	12195,3	15979,5	20082,8	26072,9	33990,2	249647,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	37,6	36,3	40,7	37,3	35,4	30,9	28,1	31,2	35,2	35,9	39,8	44,3	37,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	21762,1	20766,7	24478,7	16123,7	12697,2	10104,4	7922,2	9456,5	12797,6	16168,6	21490,5	28614,2	202382,3
46	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10, Коротково 110/35/10	Яч. №3 Рамежье, Яч. №103 Дмитриево	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	209400,2	208301,6	213815,2	156856,4	131464,0	124512,2	110562,6	115138,4	133771,4	164555,8	192647,5	226009,8	1987035,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	130200,3	132100,6	126326,5	98050,7	84571,3	85731,7	79205,6	78946,8	86414,6	105052,3	115476,0	125500,5	1247577,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14658,0	14581,1	14967,1	10979,9	9202,5	8715,9	7739,4	8059,7	9364,0	11518,9	13485,3	15820,7	139092,5
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	64541,8	61619,8	72521,6	47825,7	37690,2	30064,7	23617,6	28132,0	37992,8	47984,6	63686,2	84688,6	600365,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	79199,8	76200,9	87488,7	58805,7	46892,7	38780,6	31357,0	36191,7	47356,8	59503,5	77171,5	100509,3	739458,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	37,8	36,6	40,9	37,5	35,7	31,1	28,4	31,4	35,4	36,2	40,1	44,5	37,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	64541,8	61619,8	72521,6	47825,7	37690,2	30064,7	23617,6	28132,0	37992,8	47984,6	63686,2	84688,6	600365,6
47	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч. №12 Заповедник	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	187635,9	186651,5	191592,0	140553,3	117800,1	111570,9	99071,2	103171,4	119867,7	147452,4	172624,4	202519,2	1780510,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	133794,3	135747,0	129813,5	100757,2	86905,8	88098,1	81392,0	81126,0	88799,9	107952,0	118663,5	128964,7	1282014,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	13134,5	13065,6	13411,4	9838,7	8246,0	7810,0	6935,0	7222,0	8390,7	10321,7	12083,7	14176,3	124635,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	40707,1	37838,8	48367,1	29957,4	22648,3	15662,8	10744,2	14823,4	22677,0	29178,8	41877,2	59378,1	373860,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	53841,6	50904,5	61778,5	39796,1	30894,4	23472,8	17679,2	22045,4	31067,8	39500,4	53960,9	73554,4	498496,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	28,7	27,3	32,2	28,3	26,2	21,0	17,8	21,4	25,9	26,8	31,3	36,3	28,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	40707,1	37838,8	48367,1	29957,4	22648,3	15662,8	10744,2	14823,4	22677,0	29178,8	41877,2	59378,1	373860,3

48	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч №14 Б Двор	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	151457,5	150662,9	154650,9	113453,0	95086,9	90058,7	79969,1	83278,7	96755,8	119021,9	139340,4	163471,1	1437207,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	97001,0	98416,8	94115,0	73049,1	63006,8	63871,3	59009,3	58816,4	64380,1	78265,4	86031,2	93499,6	929462,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	10602,0	10546,4	10825,6	7941,7	6656,1	6304,1	5597,8	5829,5	6772,9	8331,5	9753,8	11443,0	100604,5
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	43854,4	41699,7	49710,3	32462,2	25424,0	19883,4	15362,0	18632,8	25602,8	32425,0	43555,4	58528,5	407140,5
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	54456,5	52246,1	60535,9	40403,9	32080,1	26187,5	20959,8	24462,3	32375,7	40756,5	53309,2	69971,5	507745,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	36,0	34,7	39,1	35,6	33,7	29,1	26,2	29,4	33,5	34,2	38,3	42,8	35,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	43854,4	41699,7	49710,3	32462,2	25424,0	19883,4	15362,0	18632,8	25602,8	32425,0	43555,4	58528,5	407140,5
49	Шекснинский РЭС	Газ 3 3/10 Юро кишло 3 3/10	ф Потеряево яч 6 ф.Мары но яч 1	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	157608,6	150716,9	167178,5	127345,7	117515,7	116111,4	98839,2	109535,2	128154,6	142534,7	158551,2	185805,2	1659897,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	98386,1	97802,6	107690,2	88421,9	76941,3	86069,6	70381,2	68368,1	86677,4	98808,4	147452,6	110170,7	1137170,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	11032,6	10550,2	11702,5	8914,2	8226,1	8127,8	6918,7	7667,5	8970,8	9977,4	11098,6	13006,4	116192,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	48189,9	42364,2	47785,8	30009,7	32348,3	21914,0	21539,3	33499,6	32506,4	33748,9	0,0	62628,2	406534,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	59222,5	52914,3	59488,3	38923,9	40574,4	30041,8	28458,1	41167,0	41477,2	43726,3	11098,6	75634,5	522727,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	37,6	35,1	35,6	30,6	34,5	25,9	28,8	37,6	32,4	30,7	7,0	40,7	31,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	48189,9	42364,2	47785,8	30009,7	32348,3	21914,0	21539,3	33499,6	32506,4	33748,9	0,0	62628,2	406534,2
50	Шекснинский РЭС	Газ 35/10 Ч.Исара 35/10	ф Подолес яч 14 ф. По сровское яч 1	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	391529,4	374409,0	415302,7	316350,7	291931,0	288442,4	245535,2	272105,8	318360,1	354082,9	393870,9	461575,0	4123495,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	278038,2	276389,1	304331,4	249879,3	217435,3	243231,8	198896,5	193207,6	277619,8	296960,8	366299,9	311341,3	3213631,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	27407,1	26208,6	29071,2	22144,5	20435,2	20191,0	17187,5	19047,4	22285,2	24785,8	27571,0	32310,3	288644,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	86084,2	71811,3	81900,1	44326,9	54060,5	25019,7	29451,2	59850,8	18455,0	32336,3	0,0	117923,5	621219,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	113491,2	98019,9	110971,3	66471,4	74495,6	45210,7	46638,7	78898,2	40740,2	57122,1	27571,0	150233,7	909864,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	29,0	26,2	26,7	21,0	25,5	15,7	19,0	29,0	12,8	16,1	7,0	32,5	22,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	86084,2	71811,3	81900,1	44326,9	54060,5	25019,7	29451,2	59850,8	18455,0	32336,3	0,0	117923,5	621219,3

51	Шекский РЭС	Нестеров 35/10	Ф.В. Иванов 2	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	13626,4	13030,6	14453,8	11010,0	10160,1	10038,7	8545,4	9470,1	11079,9	12323,1	13707,9	16064,2	143510,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	6346,7	6309,1	6946,9	5704,0	4963,4	5552,2	4540,2	4410,3	5591,4	6032,9	9853,0	7106,9	73357,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	953,8	912,1	1011,8	770,7	711,2	702,7	598,2	662,9	775,6	862,6	959,6	1124,5	10045,7
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	6325,8	5809,3	6495,1	4535,3	4485,5	3783,7	3407,0	4396,9	4712,9	5427,6	2895,3	7832,8	60107,3
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	7279,7	6721,5	7506,9	5306,0	5196,7	4486,5	4005,2	5059,8	5488,5	6290,2	3854,9	8957,3	70153,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	53,4	51,6	51,9	48,2	51,1	44,7	46,9	53,4	49,5	51,0	28,1	55,8	48,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	6325,8	5809,3	6495,1	4535,3	4485,5	3783,7	3407,0	4396,9	4712,9	5427,6	2895,3	7832,8	60107,3
52	Шекский РЭС	Нестеров 35/10	Ф.Л. Иванов 10	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	140327,9	134191,8	148848,4	113383,1	104630,8	103380,5	88002,2	97525,3	114103,3	126906,7	141167,1	165432,9	1477900,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	96205,9	95635,3	105303,8	86462,5	75236,3	84162,3	68821,6	75888,0	93791,5	91449,0	131285,4	107729,4	1111971,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	9823,0	9393,4	10419,4	7936,8	7324,2	7236,6	6160,2	6826,8	7987,2	8883,5	9881,7	11580,3	103453,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	34299,0	29163,0	33125,2	18983,8	22070,4	11981,6	13020,4	14810,6	12324,6	26574,3	0,0	46123,2	262476,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	44121,9	38556,4	43544,6	26920,6	29394,5	19218,2	19180,6	21637,4	20311,8	35457,7	9881,7	57703,5	365929,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	31,4	28,7	29,3	23,7	28,1	18,6	21,8	22,2	17,8	27,9	7,0	34,9	24,8
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	34299,0	29163,0	33125,2	18983,8	22070,4	11981,6	13020,4	14810,6	12324,6	26574,3	0,0	46123,2	262476,0
53	Шекский РЭС	Нестеров 35/10	Ф.С. Селилов 15	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	19389,0	18541,1	20566,2	15666,0	14456,7	14284,0	12159,2	13475,0	15765,5	17534,6	19504,9	22857,7	204200,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	9518,2	9461,8	10418,3	8554,3	7443,6	8326,7	6808,9	6614,2	8385,5	9047,6	14776,6	10658,3	110014,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1357,2	1297,9	1439,6	1096,6	1012,0	999,9	851,1	943,2	1103,6	1227,4	1365,3	1600,0	14294,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	8513,5	7781,5	8708,3	6015,2	6001,2	4957,4	4499,1	5917,5	6276,5	7259,6	3363,0	10599,3	79892,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	9870,7	9079,4	10147,9	7111,8	7013,2	5957,3	5350,2	6860,8	7380,1	8487,0	4728,3	12199,4	94186,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	50,9	49,0	49,3	45,4	48,5	41,7	44,0	50,9	46,8	48,4	24,2	53,4	46,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	8513,5	7781,5	8708,3	6015,2	6001,2	4957,4	4499,1	5917,5	6276,5	7259,6	3363,0	10599,3	79892,0

54	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10, Чебсара 35/10	ф.Чернево-2 яч.11, ф.Рыбачев, яч.14	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	45033,3	43064,1	47767,7	36386,3	33577,6	33176,3	28241,2	31297,3	36617,4	40726,2	45302,6	53089,9	474280,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	26530,4	26373,1	29039,3	23843,5	20747,7	23209,2	18978,7	18435,9	23373,1	25218,6	41187,2	29708,2	306645,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	3152,3	3014,5	3343,7	2547,0	2350,4	2322,3	1976,9	2190,8	2563,2	2850,8	3171,2	3716,3	33199,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	15350,5	13676,6	15384,6	9995,8	10479,5	7644,8	7285,6	10670,6	10681,1	12656,8	944,2	19665,4	134435,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	18502,9	16691,1	18728,3	12542,8	12829,9	9967,1	9262,5	12861,4	13244,3	15507,6	4115,4	23381,6	167635,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	41,1	38,8	39,2	34,5	38,2	30,0	32,8	41,1	36,2	38,1	9,1	44,0	35,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	15350,5	13676,6	15384,6	9995,8	10479,5	7644,8	7285,6	10670,6	10681,1	12656,8	944,2	19665,4	134435,4
55	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Добрец яч.22	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	72757,0	69575,6	77174,8	58786,8	54248,9	53600,6	45627,3	50564,8	59160,1	65798,4	73192,2	85773,5	766260,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	39807,0	39570,9	43571,5	35775,5	31130,5	34823,8	28476,2	27661,7	35069,7	37838,7	61798,5	44575,1	460099,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5093,0	4870,3	5402,2	4115,1	3797,4	3752,0	3193,9	3539,5	4141,2	4605,9	5123,5	6004,1	53638,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	27857,0	25134,4	28201,1	18896,2	19321,0	15024,8	13957,1	19363,5	19949,3	23353,8	6270,2	35194,3	252522,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	32950,0	30004,7	33603,3	23011,3	23118,4	18776,9	17151,0	22903,1	24090,5	27959,7	11393,7	41198,4	306161,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	45,3	43,1	43,5	39,1	42,6	35,0	37,6	45,3	40,7	42,5	15,6	48,0	40,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	27857,0	25134,4	28201,1	18896,2	19321,0	15024,8	13957,1	19363,5	19949,3	23353,8	6270,2	35194,3	252522,8
56	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Заря 2 яч.20, ф.Заря 1 яч.9	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	390646,3	373564,5	414365,9	315637,1	291272,5	287791,8	244981,3	271492,1	317642,0	353284,2	392982,4	460533,9	4114194,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	290632,7	288909,0	318117,0	261198,3	227284,7	254249,7	207906,1	251959,6	291764,7	276262,2	365473,7	325444,4	3359202,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	27345,2	26149,5	29005,6	22094,6	20389,1	20145,4	17148,7	19004,4	22234,9	24729,9	27508,8	32237,4	287993,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	72668,3	58506,0	67243,3	32344,2	43598,7	13396,7	19926,5	528,1	3642,4	52292,1	0,0	102852,1	466998,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	100013,5	84655,5	96248,9	54438,8	63987,8	33542,1	37075,2	19532,5	25877,3	77022,0	27508,8	135089,5	754992,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	25,6	22,7	23,2	17,2	22,0	11,7	15,1	7,2	8,1	21,8	7,0	29,3	18,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	72668,3	58506,0	67243,3	32344,2	43598,7	13396,7	19926,5	528,1	3642,4	52292,1	0,0	102852,1	466998,4

57	Шекнинский РЭС	Нифант-ля 110/10	ф. Тарк: ново яч 23	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	145992,6	139608,8	154857,2	117960,2	108854,6	107553,8	91554,6	101462,2	118709,4	132029,7	146865,7	172111,1	1537560,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	94542,7	122213,3	133557,8	108450,3	98278,2	98751,5	80751,5	88441,8	109448,8	107301,2	136585,1	126403,8	1304726,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	10219,5	9772,6	10840,0	8257,2	7619,8	7528,8	6408,8	7102,4	8309,7	9242,1	10280,6	12047,8	107629,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	41230,5	7623,0	10459,4	1252,6	2956,6	1273,6	4394,3	5918,1	950,9	15486,4	0,0	33659,6	125204,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	51449,9	17395,6	21299,4	9509,8	10576,4	8802,3	10803,2	13020,4	9260,6	24728,5	10280,6	45707,3	232834,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	35,2	12,5	13,8	8,1	9,7	8,2	11,8	12,8	7,8	18,7	7,0	26,6	15,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	41230,5	7623,0	10459,4	1252,6	2956,6	1273,6	4394,3	5918,1	950,9	15486,4	0,0	33659,6	125204,8
58	Шекнинский РЭС	Сам-ла 35 0 4	ф. Охот-юзяйство	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	2130,8	2037,6	2260,2	1721,7	1588,8	1569,8	1336,3	1480,9	1732,6	1927,0	2143,5	2512,0	22441,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	1219,0	1211,7	1334,2	1095,5	953,3	1066,4	872,0	847,0	1073,9	1158,7	1892,4	1365,0	14089,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	149,2	142,6	158,2	120,5	111,2	109,9	93,5	103,7	121,3	134,9	150,0	175,8	1570,9
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	762,7	683,3	767,7	505,6	524,3	393,5	370,7	530,2	537,4	633,4	101,1	971,2	6781,1
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	911,8	825,9	925,9	626,1	635,5	503,4	464,3	633,8	658,7	768,3	251,2	1147,0	8352,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	42,8	40,5	41,0	36,4	40,0	32,1	34,7	42,8	38,0	39,9	11,7	45,7	37,2
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	762,7	683,3	767,7	505,6	524,3	393,5	370,7	530,2	537,4	633,4	101,1	971,2	6781,1
59	Шекнинский РЭС	Сам-ла 35 10	ф. Копылово яч 6	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	28767,3	27509,4	30514,0	23243,6	21449,4	21193,0	18040,5	19992,7	23391,2	26015,9	28939,3	33913,8	302970,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	13259,4	13180,7	14513,3	11916,5	10369,3	11599,5	9485,2	9213,9	11681,4	12603,8	20584,5	14847,6	153255,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2013,7	1925,7	2136,0	1627,1	1501,5	1483,5	1262,8	1399,5	1637,4	1821,1	2025,8	2374,0	21207,9
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	13494,2	12403,0	13864,7	9700,0	9578,6	8110,0	7292,5	9379,3	10072,4	11591,0	6329,0	16692,3	128507,1
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	15507,9	14328,6	16000,7	11327,1	11080,1	9593,6	8555,3	10778,8	11709,8	13412,2	8354,8	19066,2	149715,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	53,9	52,1	52,4	48,7	51,7	45,3	47,4	53,9	50,1	51,6	28,9	56,2	49,4
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	13494,2	12403,0	13864,7	9700,0	9578,6	8110,0	7292,5	9379,3	10072,4	11591,0	6329,0	16692,3	128507,1

60	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Квасюнико 1 кв.7	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	35864,8	34296,6	38042,5	28978,3	26741,4	26421,9	22491,5	24925,4	29162,4	32434,7	36079,3	42281,2	377720,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	15511,4	15419,4	16978,3	13940,5	12130,5	13569,6	11096,2	10778,8	13665,5	14744,5	24080,8	17369,4	179285,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2510,5	2400,8	2663,0	2028,5	1871,9	1849,5	1574,4	1744,8	2041,4	2270,4	2525,6	2959,7	26440,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	17842,9	16476,4	18401,2	13009,3	12739,0	11002,7	9820,9	12401,8	13455,6	15419,8	9473,0	21952,1	171994,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	20353,4	18877,1	21064,2	15037,8	14611,0	12852,2	11395,3	14146,6	15496,9	17690,2	11998,6	24911,8	198435,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	56,8	55,0	55,4	51,9	54,6	48,6	50,7	56,8	53,1	54,5	33,3	58,9	52,5
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	17842,9	16476,4	18401,2	13009,3	12739,0	11002,7	9820,9	12401,8	13455,6	15419,8	9473,0	21952,1	171994,6
61	Шекснинский РЭС	Чаромское 35 10	ф.Куусты кв.1	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	7901,8	7556,3	8381,6	6384,6	5891,7	5821,3	4955,4	5491,6	6425,1	7146,1	7949,1	9315,5	83220,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	2448,8	2434,3	2680,4	2200,8	1915,1	2142,3	1751,8	1701,7	2157,4	2327,7	3801,7	2742,1	28304,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	553,1	528,9	586,7	446,9	412,4	407,5	346,9	384,4	449,8	500,2	556,4	652,1	5825,4
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	4899,9	4593,1	5114,5	3736,8	3564,2	3271,6	2856,7	3405,5	3818,0	4318,1	3591,0	5921,2	49090,6
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5453,0	5122,0	5701,2	4183,8	3976,7	3679,1	3203,6	3789,9	4267,7	4818,3	4147,4	6573,3	54916,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	69,0	67,8	68,0	65,5	67,5	63,2	64,6	69,0	66,4	67,4	52,2	70,6	66,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	4899,9	4593,1	5114,5	3736,8	3564,2	3271,6	2856,7	3405,5	3818,0	4318,1	3591,0	5921,2	49090,6
62	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Чаромские кв.5	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	58734,7	56166,4	62301,0	47456,9	43793,6	43270,3	36833,6	40819,6	47758,3	53117,2	59086,0	69242,5	618580,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	29409,3	29234,9	32190,5	26430,8	22999,1	25727,7	21038,2	20436,4	25909,4	27955,2	45656,6	32931,9	339920,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	4111,4	3931,6	4361,1	3322,0	3065,6	3028,9	2578,4	2857,4	3343,1	3718,2	4136,0	4847,0	43300,6
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	25213,9	22999,9	25749,5	17704,1	17728,9	14513,6	13217,1	17525,8	18505,8	21443,9	9293,4	31463,6	235359,4
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	29325,4	26931,5	30110,5	21026,0	20794,5	17542,6	15795,4	20383,1	21848,9	25162,1	13429,4	36310,5	278660,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	49,9	47,9	48,3	44,3	47,5	40,5	42,9	49,9	45,7	47,4	22,7	52,4	45,0
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	25213,9	22999,9	25749,5	17704,1	17728,9	14513,6	13217,1	17525,8	18505,8	21443,9	9293,4	31463,6	235359,4

63	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	Ф. Квасюнина 2 яч.11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	36432,6	34839,6	38644,8	29437,1	27164,8	26840,2	22847,6	25320,0	29624,1	32948,2	36650,5	42950,5	383700,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	19389,0	19274,0	21222,6	17425,4	15162,9	16961,8	13870,1	13473,4	17081,6	18430,3	30100,5	21711,4	224103,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	2550,3	2438,8	2705,1	2060,6	1901,5	1878,8	1599,3	1772,4	2073,7	2306,4	2565,5	3006,5	26859,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	14493,3	13126,8	14717,1	9951,1	10100,4	7999,6	7378,2	10074,3	10468,8	12211,5	3984,5	18232,6	132738,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	17043,6	15565,5	17422,2	12011,7	12001,9	9878,4	8977,5	11846,7	12542,5	14517,8	6550,0	21239,1	159597,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	46,8	44,7	45,1	40,8	44,2	36,8	39,3	46,8	42,3	44,1	17,9	49,5	41,6
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	14493,3	13126,8	14717,1	9951,1	10100,4	7999,6	7378,2	10074,3	10468,8	12211,5	3984,5	18232,6	132738,0
64	Шекснинский РЭС	Чебаара 35/10	Ф. Доселок яч.10	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	457868,2	437847,1	485669,5	369951,6	341394,3	337314,7	287137,5	318210,1	372301,4	414077,0	460606,4	539782,1	4822160,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	421748,5	399543,7	446903,7	339099,0	314477,7	313702,7	265932,9	258326,6	339015,8	353367,2	428364,0	416276,2	4296758,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	32050,8	30649,3	33996,9	25896,6	23897,6	23612,0	20099,6	22274,7	26061,1	28985,4	32242,4	37784,7	337551,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	4068,9	7654,1	4768,9	4956,0	3019,1	0,0	1105,0	37608,8	7224,5	31724,4	0,0	85721,1	187850,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	36119,7	38303,4	38765,8	30852,6	26916,7	23612,0	21204,6	59883,5	33285,6	60709,8	32242,4	123505,8	525402,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	7,9	8,7	8,0	8,3	7,9	7,0	7,4	18,8	8,9	14,7	7,0	22,9	10,9
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	4068,9	7654,1	4768,9	4956,0	3019,1	0,0	1105,0	37608,8	7224,5	31724,4	0,0	85721,1	187850,8
65	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	Ф. им. Кирова яч.7	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	175085,6	167429,6	185716,6	141466,9	130546,8	128986,8	109799,3	121681,3	142365,4	158340,1	176132,7	206408,9	1843960,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	151965,3	151152,9	159917,7	123093,8	110111,5	119819,2	97979,0	101005,2	120665,3	130192,9	163803,4	153370,8	1583077,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	12256,0	11720,1	13000,2	9902,7	9138,3	9029,1	7686,0	8517,7	9965,6	11083,8	12329,3	14448,6	129077,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	10864,3	4556,7	12798,8	8470,4	11297,0	138,5	4134,4	12158,4	11734,5	17063,4	0,0	38589,4	131805,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	23120,3	16276,7	25798,9	18373,1	20435,3	9167,6	11820,3	20676,1	21700,1	28147,2	12329,3	53038,0	260883,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	13,2	9,7	13,9	13,0	15,7	7,1	10,8	17,0	15,2	17,8	7,0	25,7	14,1
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	10864,3	4556,7	12798,8	8470,4	11297,0	138,5	4134,4	12158,4	11734,5	17063,4	0,0	38589,4	131805,8

66	Шекнинский РЭС	Чуrowsкая 3/10	ф. Келбуу яч 1, ф. Ватрени яч 14, ф. Люгич яч 2, ф. Слизова яч 12	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	572063,7	547049,2	606798,9	462220,1	426540,4	421443,3	358751,5	397573,9	465156,0	517350,6	575484,9	674407,4	6024840,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	426081,2	423554,1	466374,5	382929,0	333210,1	372742,0	304800,1	367351,7	430374,2	405013,3	535200,9	477116,8	4924748,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	40044,5	38293,4	42475,9	32355,4	29857,8	29501,0	25112,6	27830,2	32560,9	36214,5	40283,9	47208,5	421738,8
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	105938,0	85201,6	97948,5	46935,7	63472,5	19200,3	28838,8	2392,0	2220,9	76122,7	0,0	150082,1	678353,2
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	145982,5	123495,1	140424,4	79291,1	93330,3	48701,4	53951,4	30222,2	34781,8	112337,3	40283,9	197290,6	1100092,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	25,5	22,6	23,1	17,2	21,9	11,6	15,0	7,6	7,5	21,7	7,0	29,3	18,3
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	105938,0	85201,6	97948,5	46935,7	63472,5	19200,3	28838,8	2392,0	2220,9	76122,7	0,0	150082,1	678353,2
67	Шекнинский РЭС	Чуrowsкая 3/10	ф. Милин яч 1, ф. 2, ф. Мали яч 2, ф. 11	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	206869,4	197823,7	219430,3	167147,8	154245,4	152402,2	129731,6	143770,5	168209,5	187084,1	208106,6	243878,9	2178700,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	132470,5	131684,8	144997,8	119054,2	103596,4	115887,1	94763,7	92053,2	128820,3	125920,4	193539,1	148337,6	1531125,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	14480,9	13847,7	15360,1	11700,3	10797,2	10668,2	9081,2	10063,9	11774,7	13095,9	14567,5	17071,5	152509,0
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	59918,1	52291,3	59072,4	36393,2	39851,8	25846,9	25886,7	41653,4	27614,6	48067,9	0,0	78469,8	495066,0
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	74399,0	66138,9	74432,5	48093,6	50648,9	36515,1	34967,9	51717,3	39389,2	61163,7	14567,5	95541,3	647575,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	36,0	33,4	33,9	28,8	32,8	24,0	27,0	36,0	23,4	32,7	7,0	39,2	29,7
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	59918,1	52291,3	59072,4	36393,2	39851,8	25846,9	25886,7	41653,4	27614,6	48067,9	0,0	78469,8	495066,0
68	Шекнинский РЭС	Чуrowsкая 35/10	ф. СХТ яч 5	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	65778,2	62901,9	69772,1	53147,9	49045,3	48459,2	41250,7	45714,6	53485,5	59487,0	66171,5	77546,0	692760,0
				Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	44551,5	44287,3	48764,6	40039,5	34840,8	38974,3	31870,2	30958,7	46874,1	42348,6	61539,5	49887,9	514937,0
				Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	4604,5	4403,1	4884,0	3720,4	3433,2	3392,1	2887,5	3200,0	3744,0	4164,1	4632,0	5428,2	48493,2
				Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	16622,2	14211,5	16123,5	9388,1	10771,3	6092,8	6492,9	11555,9	2867,4	12974,3	0,0	22230,0	129329,8
				Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	21226,6	18614,6	21007,5	13108,4	14204,5	9484,9	9380,4	14756,0	6611,4	17138,4	4632,0	27658,2	177823,0
				Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	32,3	29,6	30,1	24,7	29,0	19,6	22,7	32,3	12,4	28,8	7,0	35,7	25,7
				Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	16622,2	14211,5	16123,5	9388,1	10771,3	6092,8	6492,9	11555,9	2867,4	12974,3	0,0	22230,0	129329,8

ИТОГО	Отпуск электроэнергии в сеть	кВтч	16 794 165	16 589 676	17 268 127	12 758 262	10 899 872	10 415 790	9 167 051	9 673 195	11 255 759	13 556 023	15 710 626	18 427 456	162 516 001
	Полезный отпуск электроэнергии до реализации мероприятий	кВтч	11 715 761	11 850 324	11 654 939	9 113 064	7 901 427	8 137 518	7 322 367	7 413 231	8 385 986	9 762 345	11 224 616	11 583 234	116 064 814
	Технические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	1 175 592	1 161 277	1 208 769	893 078	762 991	729 105	641 694	677 124	787 903	948 922	1 099 744	1 289 922	11 376 120
	Коммерческие потери до реализации мероприятия	кВтч	3 902 812	3 578 074	4 404 419	2 752 119	2 235 454	1 549 166	1 202 990	1 582 840	2 081 870	2 844 756	3 386 265	5 554 300	35 075 067
	Фактические потери электроэнергии до реализации мероприятия	кВтч	5 078 404	4 739 352	5 613 188	3 645 198	2 998 445	2 278 271	1 844 683	2 259 963	2 869 773	3 793 678	4 486 009	6 844 222	46 451 187
	Фактические потери электроэнергии к отпуску в сеть	%	30,24	28,57	32,51	28,57	27,51	21,87	20,12	23,36	25,50	27,99	28,55	37,14	28,58
	Планируемая экономия в натуральном выражении (снижение потерь электроэнергии)	кВтч	3 902 812	3 578 074	4 404 419	2 752 119	2 235 454	1 549 166	1 202 990	1 582 840	2 081 870	2 844 756	3 386 265	5 554 300	35 075 067

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 № _____

Основание: Энергосервисный договор № _____ от _____ г. (далее – Договор) _____ 20__ г.

Район электрической сети: _____

Группа элементов сети: _____

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

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

1. Услуги, установленные Договором, выполнены Энергосервисной компанией надлежащим образом и в объеме определенном настоящим Актом. Заказчик по качеству и объему оказанных услуг претензий к Энергосервисной компании не имеет.

2. В результате выполнения мероприятий Энергосервисной компанией были достигнуты следующие показатели экономии энергетических ресурсов Заказчика:

№п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Величина
	Объем плановой экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде (в соответствии с Приложением №3 к настоящему Договору)	кВт*ч	
	Объем экономии энергетических ресурсов в натуральном выражении в соответствующей Группе элементов сети в i-том расчетном периоде W_i^*	кВт*ч	
	Достижение плановой экономии	Достигнуто / Не достигнуто	
	Стоимость сэкономленных энергетических ресурсов в i-том расчетном периоде определения экономии энергетических ресурсов 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
ПАО «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 _____, (дата) считаются принятыми Заказчиком, замечаний (претензий) нет

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.

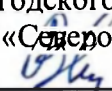
Энергосервисная компания:

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, строительно-монтажных 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 (31 544 т.у.)

г. Вологда 2019 г.

<u>1. Общие сведения</u>	71
<u>1.1. Наименование</u>	71
<u>1.2. Назначение</u>	71
<u>1.3. Основание для проведения работ</u>	71
<u>1.4. Сроки начала и окончания работ</u>	71
<u>1.5. Ценовые показатели:</u>	71
<u>1.6. Источник финансирования</u>	71
<u>2. Общие технические требования</u>	71
<u>3. Состав и содержание работ</u>	72
<u>3.1. Проведение проектно-изыскательских работ</u>	72
<u>3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:</u>	73
<u>3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:</u>	74
<u>3.4. Предварительные испытания:</u>	74
<u>3.5. Опытная эксплуатация:</u>	74
<u>3.6. Приемочные испытания систем учета:</u>	75
<u>4. Требования к системе учета электрической энергии</u>	75
<u>4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии</u>	75
<u>4.2 Требования к местам установки приборов учета</u>	76
<u>4.3. Требования к ИИК</u>	76
<u>4.3.1. Требования к вторичным цепям</u>	76
<u>4.3.2. Требования к трансформаторам тока</u>	77
<u>4.3.3. Требования к трансформаторам напряжения</u>	77
<u>4.3.4. Требования к системе организации единого времени</u>	78
<u>4.3. Требования к ВЩУ</u>	78
<u>4.4. Требования к проведению предпроектного обследования</u>	79
<u>4.5. Требования к ИВКЭ</u>	80
<u>4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования</u>	81
<u>4.7. Требования к каналам связи</u>	82
<u>4.8. Требования к надёжности и безопасности</u>	82
<u>4.9. Метрологические и другие требования к оборудованию</u>	83
<u>4.10. Требования к электромагнитной совместимости</u>	83
<u>4.11. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению</u> .83	
<u>4.12. Требования к документированию</u>	83
<u>4.13. Требования к эксплуатационной документации</u>	84
<u>4.15. Требования к защите информации от несанкционированного доступа</u>	84
<u>4.16. Требования к патентной чистоте</u>	85

<u>4.17. Требования к информационному обмену между уровнями системы</u>	85
<u>4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации</u>	85
<u>5. Требования по стандартизации и унификации</u>	87
<u>6. Гарантийные обязательства</u>	88
<u>7. Особые условия</u>	88
<u>8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:</u>	88
<u>9. Приложения</u>	89

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;

ИБК - информационно - вычислительный комплекс;

ИБК ВУ - информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИБК «Пирамида-сети» или существующий в филиале ИБК, выбранный в качестве целевого до запуска в промышленную эксплуатацию ИБК «Пирамида-сети»);

ИБКЭ - 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 31 544 точки 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 - 31.12.2027 г.

1.5. Ценовые показатели:

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

1.6. Источник финансирования

- экономия от снижения потерь электроэнергии при внедрении системы учета розничного рынка электроэнергии с удаленным сбором данных на границах балансовой принадлежности электрических сетей 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. Компонировка 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-исследовательских работ

Проектно-исследовательские 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 (ГПО), 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 отпирания 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 (четырёх) 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 организует взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на систему учета электроэнергии, при этом опытная эксплуатация приостанавливается на срок, необходимый Подрядчику для устранения последствий несанкционированного воздействия. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения суммарных тридцати дней успешного функционирования системы учета,

В случае конструктивной неисправности приборов учета (УСПД), которые не подтверждаются двухсторонним актом Заказчика и Подрядчика, Подрядчик организует взаимодействие с производителями оборудования, при этом опытная эксплуатация

останавливается. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования системы учета.,

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

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

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

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

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам:

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

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

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

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

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

сформированная в ИВК ВУ схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту;

удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

устойчивая работа элементов автоматизированной системы – максимально допустимое кол-во отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы – не более 5% от общего количества узлов входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;

количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 5%;

среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов без учета времени доставки ЗИП);

количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика – не более 5% в первый месяц опытной эксплуатации;

количество нарушений при формировании структуры энергообъектов и системы классификации в ИВК ВУ - не более 1 случая в день;

количество сбоев СОЕВ - не более 5% за период опытной эксплуатации;
 количество нарушений в подсистеме сбора данных энергопотребления - не более 5% за период опытной эксплуатации;

сформированные в ИВК ВУ балансовые группы (выполняется Заказчиком);

сформированная в ИВК ВУ база атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающая всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учёта и УСПД.

5. Требования по стандартизации и унификации

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

- О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и(или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. №442.

- ГОСТ 1983-2001 (2015) «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;

- ГОСТ 7746-2001 (2015) «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

- ГОСТ Р МЭК 60044-8-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы тока»

- ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010 «Трансформаторы измерительные. Электронные трансформаторы напряжения»

- ГОСТ 34.201-89 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы»

- ГОСТ 34.601-90 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы»

- ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем»

- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2.

Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»

- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;

- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;

- ГОСТ Р 8.563–2009. ГСИ. «Методики (методы) измерений»;

- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения»;

- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;

- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;

- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;

- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;

- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;

- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»

- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;

- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;

- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик

измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;

– МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;

– МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с Изменением №1)»;

– Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей – М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

6. Гарантийные обязательства

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

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

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

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

При выявлении дефекта Подрядчик должен:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;
- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (Десяти) рабочих дней.

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

7. Особые условия

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

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

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

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

М.П.



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

_____/ В.Е.Луцкович /

_____/ 2020 года

М.П.

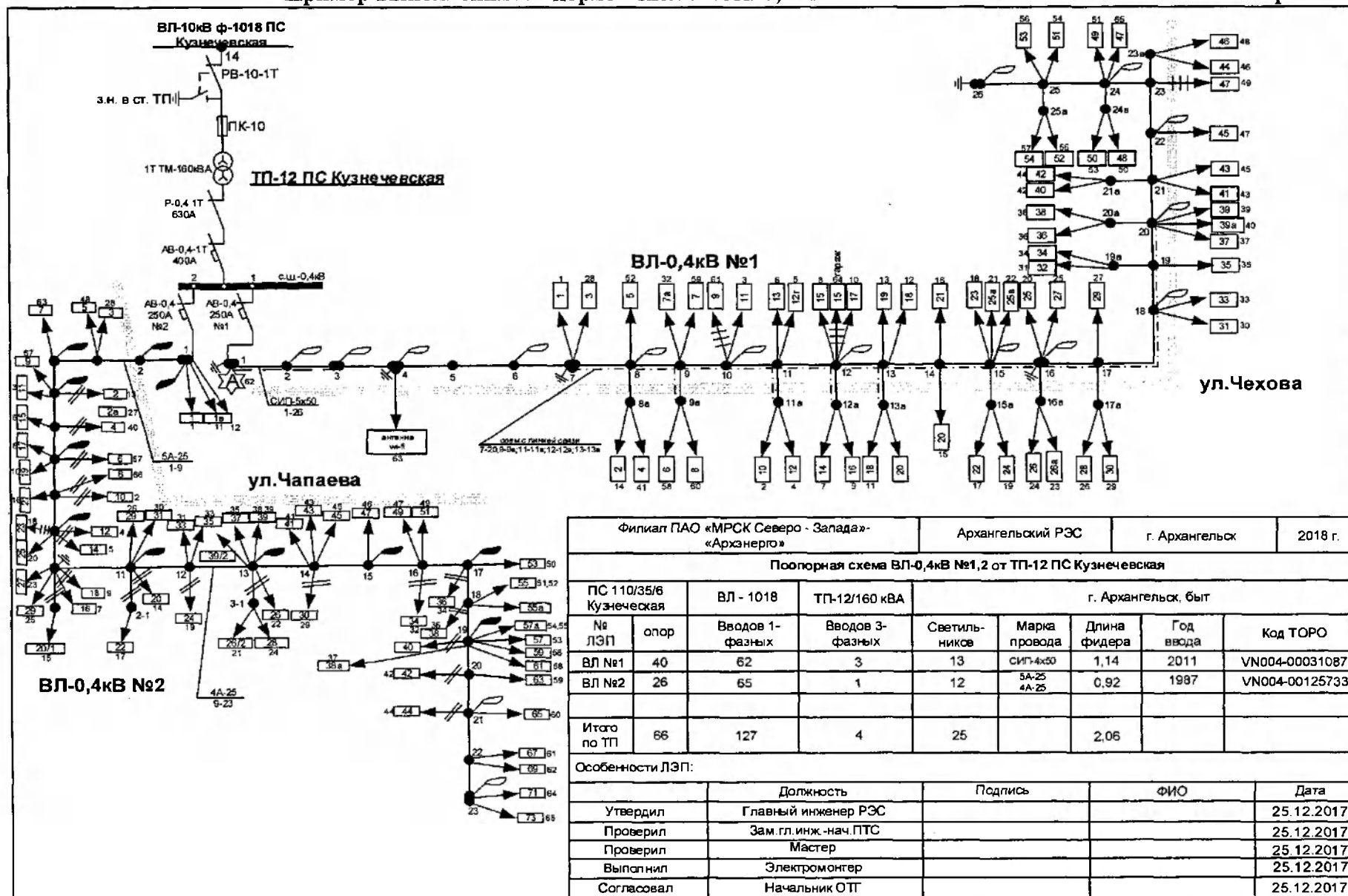


Технические характеристики шкафов учета

№ 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]

[illegible][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 ИБК/ИБКЭ» - способ передачи данных: «-»/RS-485/RF/PLC/LPWAN/GPRS... и т.д.
18. «№прибора учета» - серийный номер ПУ, использованного для организации учета;
19. «Дата установки» - день, месяц и год, когда был смонтирован ПУ;
20. «Тип ТТ» - тип ТТ, использованных для организации учета;
21. «№ ТТ фаза А» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы А;
22. «№ ТТ фаза В» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы В;
23. «№ ТТ фаза С» - серийный номер ТТ, установленного на шину (кабель) фазы С;
24. «Козф. 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 ИБК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
10. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/ коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.
11. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);
12. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.
13. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Требования к заполнению монтажной ведомости УСПД для ПС, РП:

14. «№ п\п» - порядковый номер ПУ;
15. «Наименование РЭС» - отделение 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 ИБК» - способ передачи данных: RS-485/RS-422/LPWAN/GPRS/ВОЛС/... и т.д.
23. «Внешний модем/коммуникатор» - наличие и тип внешнего модема/ коммуникатора (при наличии), например: «-» /DES 1280/IRZ/... и т.д.
24. «№ SIM-карты» - телефонный номер, присвоенный оператором мобильной связи для SIM-карты, установленной в смонтированный/ внешний GPRS-модем (при наличии);
25. «IP адрес УСПД» - IP адрес УСПД, заполняется при наличии выделенного IP.
26. «Дата установки» - день, месяц и год, когда было смонтировано УСПД.

Приложение 8

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.

Показатель (мощность, производительность и т.п.)	Единица измерения	По проекту		Фактически	
		общая с учетом ранее принятых	в том числе пускового комплекса или очереди	общая с учетом ранее принятых	в том числе пускового комплекса или очереди
1	2	3	4	5	6

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 № 1
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 сведений¹

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 /

М.П. _____ 2020 года

Заказчик:

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

М.П. _____ 2020 года



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
АО «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	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Дом-1 яч.2, ф. Дом-2 яч.17
2	Череповецкий РЭС	Малечкино 35/10	Яч. №15 Киселево
3	Череповецкий РЭС	Малечкино 35/10	Яч. №17 РПП-2, Яч.№5 Сельце
4	Шекснинский РЭС	Чебсара 35/10	ф.Поселок яч.10
5	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.СХТ яч.5
6	Череповецкий РЭС	Загородная 110/10, Искра 110/10 (новая), Малечкино 35/10, РПП-1 220/110/10/0,4	Яч. №2 Солманское, яч. №209 Газовая-2, Яч. №4 Степановское, Ячейка № 204 Шубацкое
7	Череповецкий РЭС	Ирдоматка 35/10	ф. Даргун яч.2
8	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №103 Неверов бор
9	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №211 ДСК-2
10	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №207 п. Суда-2
11	Череповецкий РЭС	Петринево 110/35/10	Яч. №18 Ерга
12	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10, Суда 110/35/10	Яч. №102 Сосновка, Яч. №104 Дуброво
13	Череповецкий РЭС	Вешняки 35/10	ф. Искра яч.15
14	Череповецкий РЭС	Мякса 35/10	Яч. №7 Поселок-1, Яч. №11 Поселок-2
15	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №203 Рошино
16	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №209 Андога
17	Череповецкий РЭС	Нелазское 110/10	Яч. №13 Лукинское, Яч. №6 Слабеево, Яч.№6 Сафоново
18	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Добрец яч.22
19	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10	Яч. №7 Петровское
20	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10, Мякса 35/10	Яч. №14 село Щетинское, Яч. №15 Санниково
21	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Квасюнино-2 яч.11
22	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Квасюнино-1 яч.7
23	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10, Нелазское 110/10	Яч. №208 Сойволовское, Яч. №12 Шулма очистные
24	Череповецкий РЭС	Мякса 35/10	Яч. №1 Быстрино
25	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч. №12 Заповедник
26	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.Малинуха-1 яч.2, ф.Малинуха-2 яч.11
27	Череповецкий РЭС	Батран 110/35/10, Аксеново 35/10	Яч. №18 Пронино, ф. Покровское яч.6, ф. Гоша яч.11
28	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6	Яч. №19 Соболево
29	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч. №14 Б. Двор
30	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10, Чебсара 35/10	ф.Чернеево-2 яч.11, ф.Ребятчево яч.14
31	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф.Горка яч.6
32	Шекснинский РЭС	Сизьма 35/10	ф.Копылово яч.6
33	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10, Мякса 35/10	Яч. №8 Жары, Яч. №2 Новинка
34	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Починок яч.11
35	Череповецкий РЭС	Петринево 110/35/10	Яч. №17 Углы
36	Череповецкий РЭС	Новые Углы 110/35/10, Абаканово 35/10	Яч.№12 Кораблево, Яч. №12 Шухободь, Яч. №9 Алексино
37	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10, Батран 110/35/10	Яч. №19 Пиево, ф. Фокино яч.5, ф.Льнозавод яч.10
38	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10	Яч. №203 Улома

39	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10	Яч. №5 Хмелевое
40	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10, Коротово 110/35/10	Яч. №3 Раменье, Яч. №103 Дмитриево
41	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6, Петрино 110/35/10	ф. Марьино яч.3, Яч. №1 Некрасово
42	Череповецкий РЭС	Петрино 110/35/10	Яч. №6 Надпорожье
43	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10	Яч. №106 Чаево
44	Шекснинский РЭС	Газ 35/10, Чебсара 35/10	ф.Подолец яч.14, ф.Покровское яч.1
45	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.Келбуй яч.1, ф.Встреча яч.14, ф.Лютчик яч.2, ф.Слизово яч.12
46	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №108 ДСК-1
47	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №11 Шалимово
48	Череповецкий РЭС	Батран 110/35/10	ф. Сурково яч.12
49	Череповецкий РЭС	Абаканово 35/10	Яч. №2 Покров
50	Череповецкий РЭС	Поповка 35/10	Яч. №8 Привалино
51	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Тырканоно яч.23
52	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6	ф. Ботово яч.4, ф. Борисово яч.18, Яч. №18 Свинофабрика -4
53	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Светилово яч.15
54	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Заря-2 яч.20, ф.Заря-1 яч.9
55	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Циково яч.12, ф.Доронино яч.13
56	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №5 Закат, Яч. №13 Восход
57	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Ларионово яч.10
58	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6, Климовская 110/35/10	ф. Яганово яч.1, яч. №1 Лохта
59	Череповецкий РЭС	Зашекснинская 220/110/10	Яч. №23 Берег, Яч. №33 Городище
60	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №15 Мастерские
61	Шекснинский РЭС	Газ 35/10, Юрочкино 35/10	ф.Потеряево яч.6, ф.Марьино яч.1
62	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.им.Кирова яч.7
63	Череповецкий РЭС	Петрино 110/35/10	Яч. №11 Ивановское
64	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Волково яч.2
65	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Чаромское яч.5
66	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Кусты яч.1
67	Шекснинский РЭС	Свигра 35/0,4	ф. Охотхозяйство
68	Череповецкий РЭС	Ю.-Череповецкая 35/10	Яч. №6 Циково

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**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»

Расчет платежей по энергосервисному договору
(Плановая цена энергосервисного Договора в разрезе групп Элементов сети)

Handwritten representation

Результаты исследований по всем вопросам следует учитывать в дальнейшем при
судебном и в судебном заседании в соответствии с УПК РФ. В соответствии с
законом и в соответствии с фактическими данными, в соответствии с процессуальными

Тип договора: энергосервисный договор

Срок контракта: 110 мес.

Инвестиционная фаза: с 01.04.2020 г. по 31.12.2021 г.

Операционная фаза: с 01.12.2020 г. по 31.12.2027 г.

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

Инвестиционные затраты: 658 677,0 тыс. рублей (без НДС)

1/2 ставка на весь срок контракта:

Цена договора: 991 527,64 тыс. рублей (без НДС)

Показатель	Итого по 2020 году по 31.01.2024 года	Итого по 2021 году	Итого по 2022 году	Итого по 2023 году	Итого по 2024 году	Итого по 2025 году	Итого по 2026 году	Итого по 2027 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	991 527 641,18	18 027 022,28	91 750 092,35	135 721 937,24	140 121 223,23	145 395 767,42	151 071 144,24	156 735 082,52
Базовые потери з.э., кВт.ч.	314 773 963,1	6 174 406,47	31 175 419,29	46 451 187,00	46 451 187,00	46 451 187,00	46 451 187,00	46 451 187,00
Потери после реализации, кВт.ч.	76 926 602,47	1 163 687,64	8 125 800,05	11 376 120,07	11 376 120,07	11 376 120,07	11 376 120,07	11 376 120,07
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	237 846 794,13	5 010 723,83	25 053 619,24	35 075 066,93	35 075 066,93	35 075 066,93	35 075 066,93	35 075 066,93
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	839 325 499,73	15 211 570,42	79 204 948,85	114 362 020,80	118 123 055,37	123 055 977,59	127 978 216,69	133 097 345,36
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	262 371 879,36	4 188 454,34	24 961 819,43	36 242 353,91	37 589 414,88	38 717 097,33	39 878 610,29	41 074 908,55
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	991 527 641,18	18 027 022,28	91 750 092,35	135 721 937,24	140 121 223,23	145 395 767,42	151 071 144,24	156 735 082,52
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	110 169 737,91	2 003 002,48	10 416 676,93	15 080 437,47	15 591 247,03	16 177 307,49	16 785 682,69	17 412 231,29
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	11 685 509,34	214 591,15	1 294 592,25	1 873 934,72	1 937 097,40	2 010 655,85	2 087 038,88	2 166 355,93
Базовые потери з.э., кВт.ч.	4 152 922,86	73 402,70	438 149,29	613 409,00	613 409,00	613 409,00	613 409,00	613 409,00
Потери после реализации, кВт.ч.	707 850,53	10 740,94	74 769,00	104 676,60	104 676,60	104 676,60	104 676,60	104 676,60
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	3 445 072,31	62 661,76	363 380,29	508 732,40	508 732,40	508 732,40	508 732,40	508 732,40
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	12 164 705,18	200 228,73	1 148 796,79	1 661 619,40	1 716 169,84	1 784 816,63	1 856 205,30	1 910 437,67
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 041 816,30	48 205,86	289 639,05	420 530,28	436 160,61	449 245,43	462 722,79	476 604,48
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	11 685 509,34	214 591,15	1 294 592,25	1 873 934,72	1 937 097,40	2 010 655,85	2 087 038,88	2 166 355,93
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 520 612,15	23 843,46	143 841,58	202 214,97	215 233,04	223 406,21	231 893,21	240 706,21
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №5 Златоуст, ф. Фондация «Э.Ф. Златоустович»	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	14 754 876,49	255 792,41	1 395 023,52	2 019 309,53	2 087 372,62	2 166 637,36	2 248 946,19	2 334 416,46
Базовые потери з.э., кВт.ч.	4 786 146,71	90 935,96	504 641,43	706 498,00	706 498,00	706 498,00	706 498,00	706 498,00
Потери после реализации, кВт.ч.	1 070 461,95	16 243,22	713 071,00	1 008 299,40	1 008 299,40	1 008 299,40	1 008 299,40	1 008 299,40
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	3 715 684,76	74 692,74	391 570,43	548 198,60	548 198,60	548 198,60	548 198,60	548 198,60
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	13 114 682,33	226 752,45	1 217 917,60	1 790 123,72	1 849 306,05	1 923 278,29	2 000 209,42	2 080 219,62
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 279 634,88	57 461,33	312 108,33	453 153,98	469 996,87	484 096,78	498 619,68	513 578,27
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	14 754 876,49	255 792,41	1 395 023,52	2 019 309,53	2 087 372,62	2 166 637,36	2 248 946,19	2 334 416,46
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 639 430,72	28 421,37	155 002,61	224 367,77	231 930,39	240 737,51	249 882,91	259 379,61
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	617 191,49	8 068,75	58 431,58	84 580,28	87 431,13	90 751,20	94 198,76	97 778,74
Базовые потери з.э., кВт.ч.	166 960,24	2 533,46	17 635,21	24 690,00	24 690,00	24 690,00	24 690,00	24 690,00
Потери после реализации, кВт.ч.	11 687,22	177,34	1 234,30	1 728,30	1 728,30	1 728,30	1 728,30	1 728,30
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	155 373,02	2 356,12	16 401,21	22 961,70	22 961,70	22 961,70	22 961,70	22 961,70
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	548 596,20	7 152,71	51 851,09	74 997,40	77 459,54	80 857,92	83 780,24	87 131,45
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	137 172,12	1 812,37	13 072,89	18 980,69	19 686,36	20 276,75	20 883,05	21 511,40
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	617 191,49	8 068,75	58 431,58	84 580,28	87 431,13	90 751,20	94 198,76	97 778,74
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	68 576,83	896,33	6 492,40	9 397,81	9 714,57	10 083,47	10 466,33	10 864,30
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	10 851 296,63	175 192,64	1 026 337,61	1 485 633,54	1 535 708,18	1 594 024,46	1 654 580,07	1 717 461,68
Базовые потери з.э., кВт.ч.	3 356 581,64	60 636,03	334 067,14	495 694,00	495 694,00	495 694,00	495 694,00	495 694,00
Потери после реализации, кВт.ч.	624 676,76	9 478,86	65 983,50	92 376,90	92 376,90	92 376,90	92 376,90	92 376,90
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	2 731 904,88	51 157,18	298 083,64	403 317,10	403 317,10	403 317,10	403 317,10	403 317,10
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	9 645 101,76	153 303,13	910 752,66	1 317 312,44	1 360 359,39	1 414 981,76	1 471 581,05	1 530 442,27
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 411 894,49	39 355,36	229 622,45	333 391,49	345 783,03	356 136,52	366 861,22	377 846,45
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	10 851 296,63	175 192,64	1 026 337,61	1 485 633,54	1 535 708,18	1 594 024,46	1 654 580,07	1 717 461,68
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 205 699,63	19 465,83	114 037,51	165 070,39	172 634,24	177 113,83	183 842,23	190 829,07
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	32 890 967,38	531 873,84	3 110 858,90	4 503 012,61	4 634 790,77	4 831 549,67	5 015 095,94	5 205 692,59
Базовые потери з.э., кВт.ч.	10 184 800,06	184 203,97	1 074 327,12	1 504 058,00	1 504 058,00	1 504 058,00	1 504 058,00	1 504 058,00
Потери после реализации, кВт.ч.	1 904 173,74	28 893,98	201 134,30	281 588,30	281 588,30	281 588,30	281 588,30	281 588,30
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	8 280 626,32	155 309,39	873 192,64	1 222 469,70	1 222 469,70	1 222 469,70	1 222 469,70	1 222 469,70
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	29 234 909,98	471 490,53	2 760 526,49	3 992 824,86	4 123 908,03	4 388 864,35	4 460 418,92	4 638 835,83
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	7 310 609,33	119 480,40	695 594,52	1 010 522,48	1 048 081,72	1 079 524,17	1 111 909,94	1 154 267,20
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	32 890 967,38	531 873,84	3 110 858,90	4 503 012,61	4 634 790,77	4 831 549,67	5 015 095,94	5 205 692,59
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	3 654 551,93	59 097,09	311 670,39	438 070,39	457 198,97	476 838,85	497 252,88	518 410,29
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	2 703 704,55	40 483,75	235 815,95	370 296,05	382 777,22	397 312,62	412 406,18	428 079,50
Базовые потери з.э., кВт.ч.	796 331,95	13 579,75	84 040,71	112 657,00	112 657,00	112 657,00	112 657,00	112 657,00
Потери после реализации, кВт.ч.	113 835,51	1 757,69	12 235,50	17 129,70	17 129,70	17 129,70	17 129,70	17 129,70
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	680 466,75	11 820,03	71 805,23	100 527,30	100 527,30	100 527,30	100 527,30	100 527,30
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	2 403 185,74	35 880,43	227 006,26	328 341,80	339 121,16	352 686,00	366 793,44	381 465,18
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	680 930,41	9 904,74	57 233,69	83 098,25	86 186,86	88 772,47	91 435,64	94 178,71
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	2 703 704,55	40 483,75	235 815,95	370 296,05	382 777,22	397 312,62	412 406,18	428 079,50
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	380 411,52	4 498,42	28 433,92	41 144,01	42 530,80	44 145,85	45 822,94	47 364,39
Сберегающий эффект на период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Яч. №14 Шахматов	ИТОГО за период с 01.11.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО по 2020 году	ИТОГО по 2021 году	ИТОГО по 2022 году	ИТОГО по 2023 году	ИТОГО по 2024 году	ИТОГО по 2025 году	ИТОГО по 2026 году
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	2 703 704,55	40 483,75	235 815,95	370 296,05	382 777,22	397 312,62	412 406,18	428 079,50
Базовые потери з.э., кВт.ч.	796 331,95	13 579,75	84 040,71	112 657,00	112 657,00	112 657,00	112 657,00	112 657,00
Потери после реализации, кВт.ч.	113 835,51	1 757,69	12 235,50	17 129,70	17 129,70	17 129,70	17 129,70	17 129,70
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч.	680 466,75	11 820,03	71 805,23	100 527,30	100 527,30	100 527,30	100 527,30	100 527,30
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	2 403 185,74	35 880,43	227 006,26	328 341,80	339 121,16	352 686,00	366 793,44	381 465,18
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	680 930,41	9 904,74	57 233,69	83 098,25	86 186,86	88 772,47	91 435,64	94 178,71
в т.ч. сберегающий эффект окупаемости у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	2 703 704,55	40 483,75	235 815,95	370 296,05	382 777,22	397 312,62	412 406,18	428 079,50

Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	19 196 151,87	329 818,29	1 815 019,29	2 627 257,85	2 715 811,99	2 818 940,99	2 926 030,05	3 037 232,61	3 226 040,79
Базовые потери з.э., кВт.ч	6 189 285,38	116 874,64	652 621,43	913 670,00	913 670,00	913 670,00	913 670,00	913 670,00	851 440,32
Потери после реализации, кВт.ч	1 355 338,45	20 565,94	143 162,00	200 426,80	200 426,80	200 426,80	200 426,80	200 426,80	189 476,50
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	4 833 947,97	96 308,69	509 459,43	713 243,20	713 243,20	713 243,20	713 243,20	713 243,20	661 963,82
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	17 062 268,04	292 374,22	1 610 613,94	2 339 591,63	2 406 071,38	2 502 314,23	2 602 406,80	2 706 503,08	2 612 192,78
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	4 266 789,56	74 090,54	406 074,16	589 583,76	611 497,50	629 842,42	648 737,65	668 159,83	638 765,65
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	19 196 151,87	329 818,29	1 815 019,29	2 627 257,85	2 715 811,99	2 818 940,99	2 926 030,05	3 037 232,61	3 226 040,79
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	2 112 905,76	36 646,48	201 668,81	291 917,54	301 756,89	313 213,67	325 114,43	337 470,29	325 115,64
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	9 293 759,12	137 498,42	879 399,42	1 272 939,10	1 315 844,68	1 365 811,97	1 417 697,95	1 471 376,97	1 431 040,62
Базовые потери з.э., кВт.ч	2 716 253,80	45 873,77	286 681,43	401 354,00	401 354,00	401 354,00	401 354,00	401 354,00	376 928,60
Потери после реализации, кВт.ч	377 190,84	5 723,50	39 842,00	55 778,80	55 778,80	55 778,80	55 778,80	55 778,80	52 731,33
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	2 339 062,96	40 150,27	246 839,43	345 575,20	345 575,20	345 575,20	345 575,20	345 575,20	324 197,27
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	8 260 794,91	121 888,31	780 362,48	1 128 716,11	1 165 771,50	1 212 402,36	1 260 898,46	1 311 334,40	1 279 421,28
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 065 648,56	30 887,71	196 747,98	285 660,67	296 278,14	305 166,49	314 321,48	323 751,13	312 834,97
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	9 293 759,12	137 498,42	879 399,42	1 272 939,10	1 315 844,68	1 365 811,97	1 417 697,95	1 471 376,97	1 431 040,62
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 032 644,35	15 277,60	97 711,05	141 437,68	146 204,96	151 756,89	157 521,99	163 508,55	159 225,62
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	47 852 952,53	790 168,08	4 525 507,16	6 550 715,06	6 771 512,91	7 028 651,25	7 295 663,45	7 572 952,12	7 317 812,49
Базовые потери з.э., кВт.ч	15 024 374,22	275 890,71	1 584 615,00	2 218 461,00	2 218 461,00	2 218 461,00	2 218 461,00	2 218 461,00	2 071 563,51
Потери после реализации, кВт.ч	2 925 968,19	45 157,42	314 346,25	440 084,75	440 084,75	440 084,75	440 084,75	440 084,75	416 040,77
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	12 098 406,03	230 733,28	1 270 268,75	1 778 376,25	1 778 376,25	1 778 376,25	1 778 376,25	1 778 376,25	1 655 522,75
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	42 533 692,65	700 460,79	4 015 849,83	5 808 524,25	5 999 216,25	6 239 184,90	6 488 752,70	6 748 102,39	6 533 401,93
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	10 636 265,72	177 503,74	1 012 491,45	1 470 048,03	1 524 686,99	1 570 427,60	1 617 540,43	1 666 066,64	1 597 500,84
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	47 852 952,53	790 168,08	4 525 507,16	6 550 715,06	6 771 512,91	7 028 651,25	7 295 663,45	7 572 952,12	7 317 812,49
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	5 516 395,84	87 796,45	502 834,13	727 857,23	752 390,32	780 961,25	810 629,27	841 436,90	810 629,27
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	13 683 158,82	219 127,02	1 294 233,95	1 873 416,07	1 936 561,28	2 010 099,37	2 086 461,26	2 165 756,36	2 097 503,51
Базовые потери з.э., кВт.ч	4 209 986,72	75 598,03	444 110,71	621 755,00	621 755,00	621 755,00	621 755,00	621 755,00	581 502,97
Потери после реализации, кВт.ч	765 240,51	11 611,78	80 831,00	113 163,40	113 163,40	113 163,40	113 163,40	113 163,40	106 280,73
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 444 746,21	63 986,25	363 279,71	508 591,60	508 591,60	508 591,60	508 591,60	508 591,60	474 522,24
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	12 162 192,51	194 249,66	1 148 478,84	1 661 159,52	1 715 694,86	1 784 323,63	1 855 695,36	1 929 932,38	1 822 668,03
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 041 317,29	49 224,80	289 538,89	420 413,89	436 039,90	449 121,09	463 594,73	476 472,57	457 891,43
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	13 683 158,82	219 127,02	1 294 233,95	1 873 416,07	1 936 561,28	2 010 099,37	2 086 461,26	2 165 756,36	2 097 503,51
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 520 590,98	24 347,45	143 803,77	215 173,34	223 344,37	231 879,03	240 619,60	249 555,95	239 555,95
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	28 929 471,89	622 518,91	3 321 696,18	3 953 997,23	4 087 270,33	4 242 478,46	4 403 646,44	4 571 005,20	4 316 969,13
Базовые потери з.э., кВт.ч	10 912 842,16	236 717,55	1 149 166,43	1 608 833,00	1 608 833,00	1 608 833,00	1 608 833,00	1 608 833,00	1 482 793,19
Потери после реализации, кВт.ч	3 620 575,70	54 918,71	382 415,00	535 409,00	535 409,00	535 409,00	535 409,00	535 409,00	506 156,98
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	7 292 266,46	181 798,83	766 751,43	1 073 424,00	1 073 424,00	1 073 424,00	1 073 424,00	1 073 424,00	976 636,20
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	25 712 969,38	551 844,73	2 423 538,14	3 506 012,49	3 621 113,76	3 765 938,31	3 916 596,64	4 073 260,51	3 854 124,81
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	6 430 888,28	139 842,95	611 137,62	887 317,77	920 297,72	967 906,65	996 343,83	1 005 634,16	942 407,56
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	28 929 471,89	622 518,91	3 321 696,18	3 953 997,23	4 087 270,33	4 242 478,46	4 403 646,44	4 571 005,20	4 316 969,13
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	3 214 185,77	69 166,77	303 509,58	454 141,15	471 386,50	494 141,15	511 386,50	528 631,95	506 156,98
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	38 238 336,38	839 627,95	3 610 069,88	5 225 610,81	5 401 744,81	5 606 868,20	5 819 868,13	6 041 049,81	5 695 696,80
Базовые потери з.э., кВт.ч	14 636 597,62	320 997,64	1 541 118,57	2 157 566,00	2 157 566,00	2 157 566,00	2 157 566,00	2 157 566,00	1 986 651,41
Потери после реализации, кВт.ч	4 596 815,28	75 821,81	527 804,75	738 926,65	738 926,65	738 926,65	738 926,65	738 926,65	698 535,47
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	9 639 782,34	245 175,83	1 013 313,82	1 418 639,35	1 418 639,35	1 418 639,35	1 418 639,35	1 418 639,35	1 288 095,94
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	33 986 926,10	744 305,52	3 203 508,03	4 635 532,26	4 783 671,33	4 977 098,19	5 176 182,12	5 383 229,40	5 083 378,36
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	8 500 330,44	188 614,43	807 680,72	1 172 680,37	1 216 267,34	1 252 755,36	1 290 338,02	1 329 048,17	1 242 951,42
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	38 238 336,38	839 627,95	3 610 069,88	5 225 610,81	5 401 744,81	5 606 868,20	5 819 868,13	6 041 049,81	5 695 696,80
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	4 248 726,74	93 291,99	401 118,83	580 623,42	600 193,87	622 985,36	646 632,01	671 227,76	632 632,98
Сфера влияния: эффект на персонал и на оплату коммунальных услуг, руб./без НДС по ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2, ф. 100-1/00-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	5 703 677,50	83 781,60	539 712,23	781 238,64	807 571,00	838 237,34	870 081,23	903 148,30	879 907,15
Базовые потери з.э., кВт.ч	1 659 376,64	27 862,29	1 659 145,57	245 201,00	245 201,00	245 201,00	245 201,00	245 201,00	220 167,77
Потери после реализации, кВт.ч	223 910,31	3 397,62	23 651,25	33 111,75	33 111,75	33 111,75	33 111,75	33 111,75	31 302,69
Среднедневной тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 435 466,32	24 464,67	151 492,32	212 089,25	212 089,25	212 089,25	212 089,25	212 089,25	199 063,08
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	5 069 717,79	74 269,93	498 930,47	692 724,92	715 466,86	744 085,54	773 848,96	804 802,92	785 588,19
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 267 701,65	18 820,74	120 749,79	175 318,01	181 834,25	187 289,28	192 907,96	198 695,20	192 086,42
Итого сберегающий эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	5 703 677,50	83 781,60	539 712,23	781 238,64	807 571,00	838 237,34	870 081,23	903 148,30	879 907,15
Итого сберегающий эффект остается в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	633 741,94	9 309,07	59 668,03	86 80					

Средствополучатель (получатель средств)	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	3 311 281,00	47 683,01	313 359,42	453 590,77	368 879,46	486 684,48	305 373,19	324 372,08	511 538,59
Базовые потери з.э., кВт.ч	951 268,08	15 713,64	130 417,14	140 584,00	140 584,00	140 584,00	140 584,00	140 584,00	152 212,36
Потери после реализации, кВт.ч	117 960,80	1 789,94	12 460,00	37 444,00	17 444,00	17 444,00	17 444,00	17 444,00	16 430,95
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	813 302,19	13 923,99	123 140,00	123 140,00	123 140,00	123 140,00	123 140,00	123 140,00	115 726,76
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	2 943 239,37	42 269,59	278 069,25	402 199,30	415 403,37	423 019,51	449 300,29	467 272,30	436 705,77
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	735 961,75	10 711,54	70 107,88	101 796,43	105 573,81	108 741,02	112 003,23	115 363,35	111 670,44
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	3 311 281,00	47 683,01	313 359,42	453 590,77	368 879,46	486 684,48	305 373,19	324 372,08	511 538,59
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	367 920,11	5 298,11	34 817,71	50 398,97	52 097,72	54 076,05	56 130,15	58 363,56	56 937,62
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	17 654 292,79	320 446,20	1 668 725,69	2 415 496,46	2 496 912,98	2 591 729,61	2 690 187,11	2 792 426,56	2 628 368,18
Базовые потери з.э., кВт.ч	5 908 460,77	113 157,23	622 803,14	871 923,00	871 923,00	871 923,00	871 923,00	871 923,00	880 290,43
Потери после реализации, кВт.ч	1 461 787,26	22 181,20	154 406,00	216 168,40	216 168,40	216 168,40	216 168,40	216 168,40	204 328,06
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	4 446 673,50	93 571,99	468 396,14	655 754,60	655 754,60	655 754,60	655 754,60	655 754,60	605 932,37
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	15 681 717,52	284 066,14	1 480 793,75	2 141 822,63	2 212 137,98	2 306 623,50	2 392 648,44	2 488 353,38	2 394 268,68
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 924 163,36	71 785,19	373 343,90	542 062,32	562 209,77	579 076,06	596 448,35	614 341,80	584 695,96
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	17 654 292,79	320 446,20	1 668 725,69	2 415 496,46	2 496 912,98	2 591 729,61	2 690 187,11	2 792 426,56	2 628 368,18
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	1 961 588,09	35 605,13	185 413,37	268 388,50	277 434,78	287 969,96	298 909,68	310 269,62	297 596,46
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	7 158 983,67	103 000,04	677 485,21	980 666,34	1 023 720,60	1 052 215,16	1 092 187,88	1 133 696,02	1 106 012,43
Базовые потери з.э., кВт.ч	3 053 495,77	3 929,13	20 582,14	303 775,00	303 775,00	303 775,00	303 775,00	303 775,00	308 705,36
Потери после реализации, кВт.ч	253 892,36	3 852,37	26 818,20	37 545,48	37 545,48	37 545,48	37 545,48	37 545,48	35 894,19
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	1 801 603,41	30 076,56	190 183,94	266 229,52	266 229,52	266 229,52	266 229,52	266 229,52	250 215,31
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	6 363 278,77	91 306,51	601 187,61	866 557,62	896 104,92	934 029,12	971 390,28	1 010 245,89	987 845,81
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 891 147,53	23 137,92	151 572,73	220 071,64	228 251,30	235 098,84	242 151,80	249 416,33	241 445,90
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	7 158 983,67	103 000,04	677 485,21	980 666,34	1 023 720,60	1 052 215,16	1 092 187,88	1 133 696,02	1 106 012,43
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	785 442,63	11 444,43	75 276,13	108 962,93	112 635,62	116 912,80	121 354,21	125 966,22	122 900,27
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	6 900 409,34	109 569,31	652 709,30	944 802,98	976 548,43	1 023 725,23	1 052 246,13	1 092 236,31	1 058 461,76
Базовые потери з.э., кВт.ч	2 111 265,14	37 671,80	232 728,57	311 820,00	311 820,00	311 820,00	311 820,00	311 820,00	291 761,67
Потери после реализации, кВт.ч	374 132,94	5 677,10	39 519,00	55 326,60	55 326,60	55 326,60	55 326,60	55 326,60	52 303,84
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	1 737 129,20	31 994,79	181 209,57	256 493,40	256 493,40	256 493,40	256 493,40	256 493,40	239 457,83
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	6 133 391,68	97 129,89	579 201,34	837 573,35	865 260,87	897 871,90	935 866,15	971 509,80	945 003,18
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 533 729,81	24 613,08	146 036,61	212 023,53	219 904,08	226 561,18	233 296,21	240 295,10	231 085,44
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	6 900 409,34	109 569,31	652 709,30	944 802,98	976 548,43	1 023 725,23	1 052 246,13	1 092 236,31	1 058 461,76
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	766 712,15	12 174,36	76 523,26	108 978,11	108 516,49	112 637,25	116 916,24	121 359,39	117 606,82
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	5 730 038,87	104 130,46	716 527,34	1 037 189,20	1 072 139,31	1 112 852,25	1 155 128,50	1 199 028,68	1 175 052,15
Базовые потери з.э., кВт.ч	2 113 076,26	33 567,49	232 125,71	312 276,00	312 276,00	312 276,00	312 276,00	312 276,00	294 303,05
Потери после реализации, кВт.ч	208 306,06	3 160,84	22 003,00	30 804,20	30 804,20	30 804,20	30 804,20	30 804,20	29 121,22
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	1 904 770,20	30 406,65	201 122,71	281 571,80	281 571,80	281 571,80	281 571,80	281 571,80	265 181,84
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	6 728 670,62	92 308,59	635 813,87	919 668,51	949 860,93	987 855,17	1 027 369,58	1 068 464,36	1 047 110,41
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 682 484,27	25 391,92	160 308,62	233 753,94	241 404,97	248 847,12	256 106,53	263 789,73	256 080,87
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	5 730 038,87	104 130,46	716 527,34	1 037 189,20	1 072 139,31	1 112 852,25	1 155 128,50	1 199 028,68	1 175 052,15
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	841 115,43	11 570,03	79 614,15	115 242,24	119 126,59	123 650,25	128 347,61	133 225,41	130 339,13
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	12 672 822,78	233 306,29	1 397 767,11	1 733 780,40	1 792 219,06	1 869 275,96	1 930 946,19	2 004 331,00	1 920 196,08
Базовые потери з.э., кВт.ч	4 282 723,08	64 676,96	451 397,14	631 956,00	631 956,00	631 956,00	631 956,00	631 956,00	586 970,98
Потери после реализации, кВт.ч	1 090 566,42	16 548,28	115 194,60	161 272,44	161 272,44	161 272,44	161 272,44	161 272,44	152 461,34
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	3 192 156,66	68 126,68	336 202,54	470 683,56	470 683,56	470 683,56	470 683,56	470 683,56	434 409,64
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	11 264 055,93	206 819,17	1 062 876,60	1 537 344,46	1 587 814,92	1 651 327,59	1 717 380,69	1 786 075,92	1 714 566,52
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 816 908,27	52 410,04	267 976,52	389 078,21	403 539,52	415 645,71	428 115,08	440 958,53	419 184,67
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	12 672 822,78	233 306,29	1 397 767,11	1 733 780,40	1 792 219,06	1 869 275,96	1 930 946,19	2 004 331,00	1 920 196,08
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	1 408 091,42	25 922,92	133 085,31	192 642,27	199 135,45	206 699,33	214 549,58	222 703,44	213 355,12
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	24 885 607,33	571 543,20	2 348 778,84	3 399 579,93	3 514 476,00	3 647 933,10	3 786 514,83	3 926 019,76	3 687 061,66
Базовые потери з.э., кВт.ч	9 842 910,86	221 021,11	1 036 124,29	1 430 574,00	1 430 574,00	1 430 574,00	1 430 574,00	1 430 574,00	1 332 887,47
Потери после реализации, кВт.ч	3 567 639,99	54 135,45	306 843,40	527 580,76	527 580,76	527 580,76	527 580,76	527 580,76	499 756,44
Средствополучатель тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,93
Итого средствополучатель эффект, тыс. кВт.ч	6 275 271,77	156 893,66	659 280,89	922 993,24	922 993,24	922 993,24	922 993,24	922 993,24	834 131,03
Итого средствополучатель эффект, рублей (без НДС)	22 119 423,26	306 656,36	2 084 262,13	3 014 676,24	3 113 647,09	3 238 192,98	3 367 740,70	3 502 429,53	3 291 838,25
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	5 532 362,66	128 351,74	525 492,15	762 968,13	791 526,24	815 066,02	839 518,00	864 703,54	834 881,83
в т.ч. средствополучатель эффект остается в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	24 885 607,33	571 543,20	2 348 778,84	3 399 579,93	3 514 476,00	3 647 933,10	3 786 514,83	3 926 019,76	3 687 061,66
в т.ч. средствополучатель эффект остается в Заказчике (10%), рублей (без НДС)	2 765 176,59	63 504,80	260 975,43	377 764,44	390 497,33	405 325,90	423 725,87	436 713,11	409 673,52
Средствополучатель эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. № 14-Ф	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	9 930 973,96	340 887,18	936 896,72	1 336 167,00	1 401 877,86	1 453 112,12	1 510 390,54	1 567 792,31	1 461 850,27
Базовые потери з.э., кВт.ч	4 089 703,48	34 388,42	430 380,00	602 532,00	602 532,00	602			

Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по Ян. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	53 902 818,87	1 124 272,28	5 091 160,89	7 369 504,27	7 617 900,16	7 907 178,82	8 207 565,50	8 519 490,63	8 870 746,33
Базовые потери з.э., кВт.ч	19 881 659,74	423 846,08	2 094 195,71	2 931 874,00	2 931 874,00	2 931 874,00	2 931 874,00	2 931 874,00	2 706 197,95
Потери после реализации, кВт.ч	6 297 114,94	95 352,59	665 152,10	931 214,34	931 214,34	931 214,34	931 214,34	931 214,34	880 237,54
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	17 586 494,81	328 293,49	1 429 042,61	2 000 659,66	2 000 659,66	2 000 659,66	2 000 659,66	2 000 659,66	1 825 850,41
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	47 914 299,95	996 634,35	4 517 800,30	6 534 545,20	6 749 072,33	7 019 032,22	7 299 786,63	7 591 786,50	7 205 627,12
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	11 983 276,57	252 357,08	1 139 045,13	1 653 792,78	1 715 261,18	1 766 719,02	1 819 720,59	1 874 312,21	1 761 868,60
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	53 902 818,87	1 124 272,28	5 091 160,89	7 369 504,27	7 617 900,16	7 907 178,82	8 207 565,50	8 519 490,63	8 870 746,33
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	5 989 757,65	124 919,14	565 684,54	818 833,81	846 433,55	878 575,42	911 951,72	946 610,07	896 749,59
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	31 627 129,21	577 874,59	3 179 482,30	4 602 331,16	4 757 456,95	4 938 114,44	5 125 709,01	5 320 599,46	5 125 651,29
Базовые потери з.э., кВт.ч	10 843 569,08	204 790,27	1 124 272,28	1 600 739,00	1 600 739,00	1 600 739,00	1 600 739,00	1 600 739,00	1 491 638,80
Потери после реализации, кВт.ч	2 375 626,31	36 047,82	250 933,20	351 306,48	351 306,48	351 306,48	351 306,48	351 306,48	332 112,89
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	8 467 942,77	168 742,46	892 451,80	1 249 432,52	1 249 432,52	1 249 432,52	1 249 432,52	1 249 432,52	1 159 585,92
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	29 889 067,67	512 268,85	2 821 412,72	4 040 890,70	4 214 865,04	4 383 459,64	4 558 786,02	4 741 149,94	4 576 222,76
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	7 474 409,22	129 814,03	711 345,39	1 032 810,59	1 071 198,24	1 103 334,18	1 136 434,21	1 170 527,24	1 118 945,35
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	31 627 129,21	577 874,59	3 179 482,30	4 602 331,16	4 757 456,95	4 938 114,44	5 125 709,01	5 320 599,46	5 125 651,29
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	3 736 347,69	64 208,29	353 275,81	511 570,13	528 606,33	548 679,38	569 523,22	591 167,73	560 416,81
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	32 099 241,89	562 566,85	3 034 693,35	4 392 747,76	4 540 809,35	4 713 239,97	4 892 291,76	5 078 221,28	4 884 671,56
Базовые потери з.э., кВт.ч	10 489 217,16	200 771,95	1 105 887,86	1 548 243,00	1 548 243,00	1 548 243,00	1 548 243,00	1 548 243,00	1 441 342,35
Потери после реализации, кВт.ч	2 405 389,18	36 499,44	255 707,80	355 707,80	355 707,80	355 707,80	355 707,80	355 707,80	336 273,74
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	8 083 827,98	164 272,51	851 810,86	1 192 535,20	1 192 535,20	1 192 535,20	1 192 535,20	1 192 535,20	1 105 068,61
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	28 510 967,39	498 698,95	2 692 929,74	3 895 052,93	4 022 926,28	4 183 843,63	4 351 197,06	4 523 244,95	4 361 074,11
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	7 134 856,93	126 375,29	678 951,77	985 777,91	1 022 417,44	1 051 089,97	1 084 682,07	1 117 223,15	1 066 337,73
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	32 099 241,89	562 566,85	3 034 693,35	4 392 747,76	4 540 809,35	4 713 239,97	4 892 291,76	5 078 221,28	4 884 671,56
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	3 566 582,43	62 507,43	337 188,13	488 083,08	504 534,37	523 693,33	543 587,97	564 246,81	542 741,28
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	9 280 933,78	153 658,27	877 695,97	1 270 473,34	1 313 295,81	1 363 166,30	1 414 951,78	1 468 726,44	1 418 965,87
Базовые потери з.э., кВт.ч	2 919 081,14	53 704,97	307 869,29	431 017,00	431 017,00	431 017,00	431 017,00	431 017,00	402 421,89
Потери после реализации, кВт.ч	582 306,46	8 835,91	61 508,00	86 111,20	86 111,20	86 111,20	86 111,20	86 111,20	81 406,52
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	2 336 774,69	44 869,07	245 361,29	344 905,80	344 905,80	344 905,80	344 905,80	344 905,80	321 015,37
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	8 249 275,78	136 215,54	778 850,88	1 126 529,72	1 163 513,33	1 210 053,87	1 258 456,02	1 308 794,26	1 266 854,16
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 063 872,86	34 517,87	196 366,87	285 704,33	295 704,33	304 575,36	313 712,62	323 124,00	309 764,59
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	9 280 933,78	153 658,27	877 695,97	1 270 473,34	1 313 295,81	1 363 166,30	1 414 951,78	1 468 726,44	1 418 965,87
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 031 214,86	17 073,14	97 521,77	141 163,70	145 921,76	151 462,92	157 216,86	163 191,83	157 662,87
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	14 971 478,88	237 137,97	1 416 168,79	2 049 917,92	2 119 012,28	2 199 478,68	2 283 042,92	2 369 800,72	2 296 927,62
Базовые потери з.э., кВт.ч	4 573 260,04	81 450,48	482 465,71	675 452,00	675 452,00	675 452,00	675 452,00	675 452,00	632 083,84
Потери после реализации, кВт.ч	804 330,44	12 204,93	84 960,00	118 944,00	118 944,00	118 944,00	118 944,00	118 944,00	112 445,51
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	3 768 929,60	69 245,55	397 505,71	556 508,00	556 508,00	556 508,00	556 508,00	556 508,00	519 638,34
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	13 307 321,39	210 215,85	1 256 681,51	1 817 663,85	1 877 337,17	1 952 430,66	2 030 527,88	2 111 749,00	2 090 715,47
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 327 655,15	53 270,79	316 839,36	450 022,73	477 120,92	491 434,34	506 177,58	521 362,91	501 426,32
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	14 971 478,88	237 137,97	1 416 168,79	2 049 917,92	2 119 012,28	2 199 478,68	2 283 042,92	2 369 800,72	2 296 927,62
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 665 497,65	26 348,66	157 523,09	227 768,66	235 445,81	244 386,32	253 670,55	263 311,19	255 214,18
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	20 246 068,60	363 982,61	3 608 982,61	5 240 448,55	5 400 013,10	5 562 797,73	5 728 457,36	5 897 035,60	5 633 473,49
Базовые потери з.э., кВт.ч	7 735 308,16	92 981,93	605 514,29	847 720,00	847 720,00	847 720,00	847 720,00	847 720,00	798 211,95
Потери после реализации, кВт.ч	640 614,73	9 780,71	67 667,00	94 733,80	94 733,80	94 733,80	94 733,80	94 733,80	89 558,03
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	5 094 693,43	81 261,22	537 847,29	752 986,20	752 986,20	752 986,20	752 986,20	752 986,20	708 653,92
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	17 995 795,24	252 764,68	1 701 359,81	2 459 400,03	2 540 141,35	2 641 747,00	2 747 416,88	2 857 313,56	2 796 631,92
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	4 499 836,54	64 053,09	428 701,23	622 436,27	645 571,07	664 938,20	684 886,35	705 432,94	683 817,38
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	20 246 068,60	363 982,61	3 608 982,61	5 240 448,55	5 400 013,10	5 562 797,73	5 728 457,36	5 897 035,60	5 633 473,49
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	2 249 563,18	31 681,78	212 906,10	308 183,63	318 571,24	330 668,52	343 230,32	356 274,65	348 046,93
Среднегодовой эффект от переноса действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по, ф. №12 Соловьев, Ян. №14 Шибанова, Ян. №15 Киселев	ИТОГО за период с 01.01.2020 года по 31.01.2024 года	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	2 296 564,87	66 077,38	216 351,57	313 170,98	323 726,69	336 019,74	348 784,84	362 040,25	330 393,40
Базовые потери з.э., кВт.ч	1 076 801,56	26 833,49	113 215,57	158 506,00	158 506,00	158 506,00	158 506,00	158 506,00	144 217,49
Потери после реализации, кВт.ч	496 937,71	7 540,55	52 490,65	73 486,91	73 486,91	73 486,91	73 486,91	73 486,91	69 471,96
Среднегодовой тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегаемый эффект, тыс. кВт.ч	579 863,85	19 294,95	60 727,92	85 019,09	85 019,09	85 019,09	85 019,09	85 019,09	74 745,53
Итого сберегаемый эффект, рублей (без НДС)	2 041 137,61	59 575,66	191 986,31	277 688,96	286 805,40	297 619,67	310 208,72	322 617,07	294 977,89
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	510 601,13	14 843,66	48 404,32	70 278,80	72 830,93	75 077,66	77 329,99	79 649,89	72 125,89
Итого сберегаемый эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	2 296 564,87	66 077,38	216 351,57	313 170,98	323 726,69	336 019,74	348 784,84	362 040,25	330 393,40
Итого сберегаемый эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	255 171,87	7 741,91	24 946,06	34 796,78	35 969,63	37 135,51	38		

Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г.	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	12 092 369,95	209 820,46	1 143 287,04	1 654 918,96	1 710 699,32	1 775 660,84	1 843 116,62	1 913 163,50	1 981 703,00
Базовые потери з.э., кВт.ч	3 924 835,26	74 616,26	413 874,29	579 354,00	579 354,00	579 354,00	579 354,00	579 354,00	579 354,00
Потери после реализации, кВт.ч	879 633,28	13 347,36	92 914,00	130 079,60	130 079,60	130 079,60	130 079,60	130 079,60	130 079,60
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 043 202,98	61 268,69	120 910,29	449 274,40	449 274,40	449 274,40	449 274,40	449 274,40	449 274,40
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	10 748 146,66	183 999,68	1 014 593,39	1 467 417,96	1 515 592,32	1 576 216,54	1 639 355,20	1 704 915,81	1 764 287,27
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 687 819,95	47 134,17	155 787,54	371 380,39	383 185,42	396 739,96	408 642,16	420 901,43	433 049,40
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	12 092 369,95	209 820,46	1 143 287,04	1 654 918,96	1 710 699,32	1 775 660,84	1 843 116,62	1 913 163,50	1 981 703,00
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 343 596,66	23 513,38	127 013,89	185 978,88	190 077,72	197 295,65	204 790,74	212 975,72	220 533,67
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	11 470 400,46	178 351,61	1 085 096,95	1 570 688,25	1 623 623,74	1 685 284,71	1 749 307,19	1 815 788,88	1 762 253,13
Базовые потери з.э., кВт.ч	3 461 707,48	60 794,60	355 242,86	511 140,00	511 140,00	511 140,00	511 140,00	511 140,00	476 970,02
Потери после реализации, кВт.ч	574 335,10	8 714,98	60 665,00	84 932,40	84 932,40	84 932,40	84 932,40	84 932,40	80 292,13
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	2 887 372,58	52 079,62	304 576,86	426 407,60	426 407,60	426 407,60	426 407,60	426 407,60	338 677,90
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	10 193 423,06	158 180,47	962 894,60	1 392 730,32	1 438 453,42	1 495 391,36	1 555 831,22	1 618 064,47	1 573 353,79
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 549 466,35	40 064,99	142 768,68	353 478,65	365 579,92	376 547,01	387 843,42	399 478,72	384 705,25
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	11 470 400,46	178 351,61	1 085 096,95	1 570 688,25	1 623 623,74	1 685 284,71	1 749 307,19	1 815 788,88	1 762 253,13
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 224 688,94	19 816,82	120 566,12	174 520,93	180 403,30	187 235,86	194 307,46	201 754,32	175 805,90
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	15 339 492,01	252 595,69	1 450 693,29	2 099 892,46	2 170 671,27	2 251 099,34	2 338 692,58	2 427 575,63	2 465 275,73
Базовые потери з.э., кВт.ч	4 807 334,59	88 181,80	507 036,43	709 851,00	709 851,00	709 851,00	709 851,00	709 851,00	662 941,26
Потери после реализации, кВт.ч	945 207,87	14 343,53	99 840,00	139 776,00	139 776,00	139 776,00	139 776,00	139 776,00	131 339,43
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 862 132,72	73 739,29	407 196,43	570 075,03	570 075,03	570 075,03	570 075,03	570 075,03	530 802,01
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	13 634 976,62	223 918,65	1 287 317,91	1 861 976,32	1 923 106,41	2 000 028,58	2 080 029,78	2 163 230,92	2 094 772,10
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 409 501,39	56 243,22	324 563,53	471 237,53	488 752,55	503 415,13	518 517,58	534 073,11	512 196,73
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	15 339 492,01	252 595,69	1 450 693,29	2 099 892,46	2 170 671,27	2 251 099,34	2 338 692,58	2 427 575,63	2 465 275,73
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 704 988,80	28 066,19	161 188,14	233 321,38	241 185,70	250 344,57	259 854,73	269 730,40	260 697,08
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	12 000 455,64	192 846,49	1 130 116,15	1 780 604,93	1 840 621,86	1 910 516,99	1 983 095,62	2 058 462,35	2 044 191,45
Базовые потери з.э., кВт.ч	3 806 017,08	64 415,64	401 691,43	562 368,00	562 368,00	562 368,00	562 368,00	562 368,00	524 070,01
Потери после реализации, кВт.ч	534 033,38	8 103,44	56 409,00	78 972,60	78 972,60	78 972,60	78 972,60	78 972,60	74 557,94
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 271 982,70	56 312,20	345 282,43	483 395,40	483 395,40	483 395,40	483 395,40	483 395,40	432 412,07
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	11 555 454,57	170 952,75	1 091 581,91	1 578 863,81	1 630 697,41	1 703 925,30	1 783 212,32	1 854 312,81	1 789 358,27
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 389 496,14	42 321,13	275 217,81	399 586,12	414 437,99	426 871,11	439 677,26	452 967,58	437 521,12
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	12 000 455,64	192 846,49	1 130 116,15	1 780 604,93	1 840 621,86	1 910 516,99	1 983 095,62	2 058 462,35	2 044 191,45
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 444 495,07	21 427,29	136 679,57	197 844,93	204 513,54	212 279,64	220 334,96	228 718,04	222 667,94
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	4 657 815,85	83 402,90	440 297,72	637 335,18	658 817,15	683 834,77	709 813,04	736 789,19	707 345,88
Базовые потери з.э., кВт.ч	1 346 957,80	30 084,85	163 073,57	228 103,00	228 103,00	228 103,00	228 103,00	228 103,00	212 284,38
Потери после реализации, кВт.ч	173 820,52	2 972,39	19 486,00	25 580,40	25 580,40	25 580,40	25 580,40	25 580,40	24 280,16
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 171 137,28	24 412,49	123 587,57	173 022,60	173 022,60	173 022,60	173 022,60	173 022,60	160 024,21
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	4 140 042,90	74 113,52	390 711,31	565 125,61	583 678,31	607 025,65	631 306,67	656 558,94	631 528,10
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 035 330,26	18 780,60	99 507,78	148 024,59	148 340,55	152 790,76	157 374,49	162 095,72	154 415,77
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	4 657 815,85	83 402,90	440 297,72	637 335,18	658 817,15	683 834,77	709 813,04	736 789,19	707 345,88
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	517 537,32	9 289,21	49 921,97	70 815,02	73 201,91	75 981,64	78 968,12	81 963,47	78 350,99
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	25 644 601,58	429 790,50	2 415 049,72	3 510 382,76	3 628 600,05	3 756 390,35	3 909 471,69	4 058 050,58	3 916 954,42
Базовые потери з.э., кВт.ч	8 131 680,86	150 910,39	857 566,43	1 200 593,00	1 200 593,00	1 200 593,00	1 200 593,00	1 200 593,00	1 130 211,05
Потери после реализации, кВт.ч	1 634 923,95	25 409,27	187 677,60	247 627,80	247 627,80	247 627,80	247 627,80	247 627,80	234 095,68
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	6 497 158,91	125 501,11	680 689,43	952 965,20	952 965,20	952 965,20	952 965,20	952 965,20	886 142,37
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	22 793 950,27	380 996,65	2 151 943,46	3 112 570,51	3 214 755,21	3 345 345,42	3 477 079,23	3 616 162,40	3 497 097,38
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	5 700 051,48	96 348,35	542 556,23	787 740,66	817 022,65	841 533,51	866 779,31	892 782,69	855 085,31
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	25 644 601,58	429 790,50	2 415 049,72	3 510 382,76	3 628 600,05	3 756 390,35	3 909 471,69	4 058 050,58	3 916 954,42
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	2 849 400,18	47 754,50	269 449,97	390 931,42	403 177,78	418 487,87	434 585,65	450 894,51	435 216,27
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО 2025 г.</th> <th>ИТОГО 2026 г.</th> <th>ИТОГО 2027 г.</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО 2025 г.	ИТОГО 2026 г.	ИТОГО 2027 г.
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупимости)	7 833 141,75	135 572,36	740 603,64	1 072 030,88	1 108 164,66	1 130 245,60	1 195 942,41	1 239 317,69	1 195 264,61
Базовые потери з.э., кВт.ч	2 538 601,91	48 168,34	267 610,71	374 655,00	374 655,00	374 655,00	374 655,00	374 655,00	349 007,86
Потери после реализации, кВт.ч	565 473,84	8 580,52	59 730,00	83 622,00	83 622,00	83 622,00	83 622,00	83 622,00	79 053,12
Среднекалорийный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 972 588,07	39 387,82	207 880,71	291 033,00	291 033,00	291 033,00	291 033,00	291 033,00	265 954,54
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	6 963 388,52	120 180,83	697 197,73	950 570,63	981 777,56	1 021 048,67	1 061 890,61	1 094 366,24	1 065 355,15
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 741 102,32	30 455,02	165 695,21	240 374,79	249 545,51	257 002,00	264 112,06	272 655,42	260 493,31
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	7 833 141,75	135 572,36	740 603,64	1 072 030,88	1 108 164,66	1 130 245,60	1 195 942,41	1 239 317,69	1 195 264,61
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	870 145,08	15 063,58	82 289,29	119 114,54	123 129,41	127 805,07	132 660,27	137 701,97	132 584,96
Средств на оплату за период исполнения контракта, тыс. руб. (без НДС) по состоянию на 31.01.2024 г. <th>ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.</th> <th>ИТОГО 2020 г.</th> <th>ИТОГО 2021 г.</th> <th>ИТОГО 2022 г.</th> <th>ИТОГО 2023 г.</th> <th>ИТОГО 2024 г.</th> <th>ИТОГО</th>	ИТОГО за период с 01.11.2020 г. по 31.01.2024 г.	ИТОГО 2020 г.	ИТОГО 2021 г.	ИТОГО 2022 г.	ИТОГО 2023 г.	ИТОГО 2024 г.	ИТОГО		

Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	18 766 871,73	292 816,25	1 775 311,15	2 569 779,94	2 656 396,73	2 757 269,52	2 862 015,74	2 970 785,46	2 882 496,94
Базовые потери з.э., кВт.ч.	5 676 542,28	99 955,89	598 915,71	838 482,00	838 482,00	838 482,00	838 482,00	838 482,00	780 260,68
Потери после реализации, кВт.ч.	932 415,85	14 451,98	100 602,00	140 842,80	140 842,80	140 842,80	140 842,80	140 842,80	131 147,87
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	4 724 126,42	85 503,90	498 313,71	697 639,20	697 639,20	697 639,20	697 639,20	697 639,20	652 112,81
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	16 680 859,39	259 573,00	1 575 372,69	2 278 625,92	2 447 569,78	2 447 569,78	2 447 569,78	2 447 569,78	2 370 516,48
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	4 171 220,31	65 778,18	397 790,26	576 685,19	598 119,44	616 063,02	634 544,93	653 581,26	639 237,89
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	3 786 871,73	292 816,25	1 775 311,15	2 569 779,94	2 656 396,73	2 757 269,52	2 862 015,74	2 970 785,46	2 882 496,94
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	2 085 207,97	32 935,14	197 256,79	285 531,10	295 155,19	306 363,28	318 001,75	330 087,27	320 377,44
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	25 342 358,93	503 847,55	2 394 116,16	3 465 506,12	3 582 314,18	3 718 347,74	3 859 604,05	4 006 286,70	3 812 136,84
Базовые потери з.э., кВт.ч.	9 035 570,20	187 336,10	951 912,86	1 332 678,00	1 332 678,00	1 332 678,00	1 332 678,00	1 332 678,00	1 232 931,25
Потери после реализации, кВт.ч.	2 649 918,51	40 209,94	279 906,20	391 868,68	391 868,68	391 868,68	391 868,68	391 868,68	370 458,58
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	6 385 651,69	147 126,16	672 006,66	940 809,32	940 809,32	940 809,32	940 809,32	940 809,32	862 472,37
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	22 524 899,52	446 646,05	2 124 493,59	3 072 867,03	3 173 748,28	3 300 698,21	3 432 126,14	3 570 035,18	3 407 685,01
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	5 633 277,07	113 184,56	535 635,47	777 693,32	806 600,81	830 798,84	855 122,80	881 394,49	832 244,79
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	5 042 258,93	503 847,55	2 394 116,16	3 465 506,12	3 582 314,18	3 718 347,74	3 859 604,05	4 006 286,70	3 812 136,84
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	2 815 817,66	55 983,66	266 012,91	385 056,24	398 034,91	413 149,70	428 844,89	445 142,97	423 592,98
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	5 445 274,55	88 402,61	515 010,56	745 482,73	770 609,91	799 872,70	830 259,15	861 812,80	833 824,70
Базовые потери з.э., кВт.ч.	1 690 338,17	10 663,72	178 319,29	249 647,00	249 647,00	249 647,00	249 647,00	249 647,00	233 330,16
Потери после реализации, кВт.ч.	319 616,26	4 849,87	33 760,50	47 264,70	47 264,70	47 264,70	47 264,70	47 264,70	44 682,40
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	1 370 921,90	23 818,86	144 558,79	202 382,30	202 382,30	202 382,30	202 382,30	202 382,30	188 637,76
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	4 839 993,03	78 365,79	457 010,67	661 020,13	682 721,21	710 030,06	738 431,26	767 968,51	744 445,41
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 210 312,03	19 858,67	115 223,28	167 294,01	173 512,02	178 717,38	184 078,90	189 601,27	182 026,48
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	5 445 274,55	88 402,61	515 010,56	745 482,73	770 609,91	799 872,70	830 259,15	861 812,80	833 824,70
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	605 030,51	9 822,45	57 221,40	82 831,41	85 623,32	88 874,74	92 251,02	95 756,94	92 647,19
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	16 153 176,78	261 640,65	1 527 774,90	2 211 468,83	2 286 008,42	2 372 816,25	2 462 957,43	2 556 361,11	2 473 949,19
Базовые потери з.э., кВт.ч.	5 007 326,54	90 672,84	528 184,29	739 458,00	739 458,00	739 458,00	739 458,00	739 458,00	691 179,42
Потери после реализации, кВт.ч.	940 579,53	14 272,38	99 351,75	139 092,45	139 092,45	139 092,45	139 092,45	139 092,45	131 493,15
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	4 066 747,01	76 400,46	428 832,54	600 365,55	600 365,55	600 365,55	600 365,55	600 365,55	559 686,27
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	14 357 637,80	231 936,75	1 355 718,68	1 960 911,17	2 025 287,26	2 106 298,75	2 190 530,78	2 278 172,73	2 209 661,77
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	3 590 336,40	58 775,92	341 868,99	496 236,42	514 722,09	530 163,75	546 068,67	562 450,73	540 070,67
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	16 153 176,78	261 640,65	1 527 774,90	2 211 468,83	2 286 008,42	2 372 816,25	2 462 957,43	2 556 361,11	2 473 949,19
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 794 797,42	29 071,18	169 752,77	245 718,76	252 666,25	263 641,94	274 616,94	284 062,33	274 881,24
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	10 065 340,59	183 445,35	951 377,68	1 377 128,32	1 423 545,69	1 477 602,76	1 533 735,58	1 592 024,56	1 526 480,64
Базовые потери з.э., кВт.ч.	3 378 069,43	66 355,58	356 068,57	498 496,00	498 496,00	498 496,00	498 496,00	498 496,00	461 164,88
Потери после реализации, кВт.ч.	842 819,20	12 788,96	89 025,50	124 635,70	124 635,70	124 635,70	124 635,70	124 635,70	117 636,23
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	2 535 150,23	51 567,02	267 043,07	373 860,30	373 860,30	373 860,30	373 860,30	373 860,30	345 318,64
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	8 946 402,76	162 618,92	844 234,63	1 221 100,78	1 261 189,13	1 311 636,69	1 364 102,16	1 418 666,24	1 362 854,21
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 237 209,01	41 209,25	212 851,67	305 041,80	320 528,31	330 144,16	340 048,48	350 249,94	335 235,39
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	10 065 340,59	183 445,35	951 377,68	1 377 128,32	1 423 545,69	1 477 602,76	1 533 735,58	1 592 024,56	1 526 480,64
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 118 371,18	20 382,82	105 708,63	153 014,26	158 171,74	164 178,08	170 415,06	176 891,63	169 608,96
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	10 955 406,09	180 830,65	1 036 067,19	1 499 717,21	1 530 265,25	1 609 135,67	1 670 265,30	1 731 743,04	1 625 330,47
Базовые потери з.э., кВт.ч.	3 438 658,60	63 123,69	362 625,00	507 745,00	507 745,00	507 745,00	507 745,00	507 745,00	475 134,91
Потери после реализации, кВт.ч.	680 113,88	10 322,40	71 860,15	100 604,45	100 604,45	100 604,45	100 604,45	100 604,45	95 107,97
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	2 758 344,73	52 800,59	250 814,65	407 140,51	407 140,51	407 140,51	407 140,51	407 140,51	379 026,93
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	9 737 619,07	160 292,19	919 386,52	1 329 800,44	1 373 457,37	1 428 395,66	1 485 531,49	1 544 952,75	1 495 802,65
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 433 055,03	40 619,64	231 799,25	336 552,01	349 061,03	359 532,86	370 318,84	381 428,41	365 742,99
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	10 955 406,09	180 830,65	1 036 067,19	1 499 717,21	1 530 265,25	1 609 135,67	1 670 265,30	1 731 743,04	1 625 330,47
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 217 267,41	20 091,18	115 118,58	166 635,25	172 251,84	178 792,85	185 585,03	192 638,12	184 154,56
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	10 943 137,67	193 486,27	1 014 524,32	1 497 483,88	1 547 957,95	1 606 739,40	1 667 778,00	1 731 161,21	1 664 006,65
Базовые потери з.э., кВт.ч.	3 541 640,67	63 232,51	373 727,03	522 727,00	522 727,00	522 727,00	522 727,00	522 727,00	486 336,71
Потери после реализации, кВт.ч.	785 637,60	11 733,49	82 994,85	116 192,79	116 192,79	116 192,79	116 192,79	116 192,79	109 945,32
Среднекассовый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч. без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, т.п.с. кВт.ч.	2 756 003,06	56 499,02	290 818,58	406 534,21	406 534,21	406 534,21	406 534,21	406 534,21	376 451,41
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	9 726 647,93	171 519,89	918 017,40	1 327 820,15	1 371 412,06	1 426 268,54	1 483 319,25	1 542 652,06	1 486 638,53
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч. без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 432 393,92	43 464,85	231 454,07	336 050,83	348 541,22	358 997,45	369 767,38	380 860,40	363 257,74
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	10 943 137,67	193 486,27	1 014 524,32	1 497 483,88	1 547 957,95	1 606 739,40	1 667 778,00	1 731 161,21	1 664 006,65
в т.ч. сберегающий эффект остающийся у Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 215 904,19	21 498,47	114 947,15	166 387,10	171 995,33	178 526,60	185 308,67	192 351,25	184 889,63
Сбербанк России, филиал в г. Москва, отделение «Контракты», т.п.с. руб. (без НДС) по Ян. №210-Д/К-2</									

Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	7 070 856,79	142 495,10	667 933,47	966 840,11	999 428,34	1 037 380,17	1 076 789,32	1 117 712,26	1 062 278,02
Базовые потери э.э., кВт.ч	2 481 250,88	52 056,11	251 377,86	365 929,00	365 929,00	365 929,00	365 929,00	365 929,00	338 211,71
Потери после реализации, кВт.ч	699 497,51	10 446,99	73 895,00	103 453,00	103 453,00	103 453,00	103 453,00	103 453,00	97 890,52
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 781 753,38	41 609,33	187 482,86	262 476,00	262 476,00	262 476,00	262 476,00	262 476,00	240 321,19
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	6 284 738,15	126 317,72	592 711,58	885 442,71	920 860,42	957 604,62	996 002,63	1 040 410,37	948 410,37
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 571 769,39	32 010,17	149 436,72	216 968,89	225 033,22	231 784,22	238 737,75	245 899,88	231 898,54
Итого сберегающий эффект остающийся в Залочника (90%), рублей (без НДС)	7 070 856,79	142 495,10	667 933,47	966 840,11	999 428,34	1 037 380,17	1 076 789,32	1 117 712,26	1 062 278,02
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	785 650,75	15 832,79	74 214,83	107 426,68	111 047,59	115 264,46	119 643,26	124 190,25	118 030,89
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	2 148 892,01	32 746,09	203 304,46	294 285,15	304 204,30	315 756,02	327 751,31	340 207,36	330 637,12
Базовые потери э.э., кВт.ч	637 537,33	11 005,48	67 275,71	94 186,00	94 186,00	94 186,00	94 186,00	94 186,00	88 326,15
Потери после реализации, кВт.ч	96 648,87	1 443,45	10 210,00	14 294,00	14 294,00	14 294,00	14 294,00	14 294,00	13 525,44
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	540 888,46	9 562,03	57 065,71	79 892,00	79 892,00	79 892,00	79 892,00	79 892,00	74 800,71
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	1 910 038,14	29 038,44	180 408,55	260 942,88	269 509,55	280 289,97	291 501,53	303 161,59	295 195,66
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	477 619,65	7 356,10	45 485,29	66 040,62	68 495,23	70 550,09	72 666,59	74 846,59	72 179,14
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	2 148 892,01	32 746,09	203 304,46	294 285,15	304 204,30	315 756,02	327 751,31	340 207,36	330 637,12
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	238 765,78	3 638,45	22 589,38	32 698,35	33 800,48	35 084,00	36 416,81	37 800,82	36 737,48
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	3 617 738,02	60 755,03	342 103,29	495 197,80	511 888,89	531 127,13	551 511,27	572 471,75	552 483,27
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 135 411,54	21 093,38	119 739,29	167 635,00	167 635,00	167 635,00	167 635,00	167 635,00	156 408,87
Потери после реализации, кВт.ч	224 479,11	3 352,59	23 714,00	33 199,60	33 199,60	33 199,60	33 199,60	33 199,60	31 414,52
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	910 932,43	17 740,79	96 025,29	134 435,40	134 435,40	134 435,40	134 435,40	134 435,40	124 989,35
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	3 125 590,79	53 857,55	303 576,02	439 092,28	453 507,54	471 647,84	490 513,75	510 134,30	493 261,81
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	804 119,11	13 648,04	76 538,75	111 127,49	115 257,97	118 715,63	122 277,16	125 945,42	120 606,79
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	3 617 738,02	60 755,03	342 103,29	495 197,80	511 888,89	531 127,13	551 511,27	572 471,75	552 483,27
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	401 970,99	6 750,56	38 011,48	55 021,98	56 876,54	59 036,35	61 279,09	63 607,97	61 387,01
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	6 793 857,03	108 730,71	642 605,15	930 177,13	961 529,60	998 042,28	1 035 957,02	1 075 328,14	1 041 487,00
Базовые потери э.э., кВт.ч	2 073 029,69	37 166,49	218 686,43	306 161,00	306 161,00	306 161,00	306 161,00	306 161,00	285 371,77
Потери после реализации, кВт.ч	362 674,71	5 416,54	38 313,00	53 638,20	53 638,20	53 638,20	53 638,20	53 638,20	50 754,17
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 710 354,98	31 749,95	180 373,43	252 522,80	252 522,80	252 522,80	252 522,80	252 522,80	235 617,60
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	6 038 786,86	96 386,58	570 231,71	824 788,80	851 866,35	885 941,00	921 178,64	958 233,79	929 847,99
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 510 051,17	24 425,32	143 770,01	208 741,34	216 499,87	222 094,87	228 684,71	236 575,25	227 359,80
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	6 793 857,03	108 730,71	642 605,15	930 177,13	961 529,60	998 042,28	1 035 957,02	1 075 328,14	1 041 487,00
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)									
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	12 600 585,94	317 755,83	1 188 390,08	1 720 206,05	1 778 187,17	1 845 711,24	1 915 828,16	1 988 638,42	1 845 868,99
Базовые потери э.э., кВт.ч	5 126 212,00	121 868,81	539 280,00	754 992,00	754 992,00	754 992,00	754 992,00	754 992,00	690 103,17
Потери после реализации, кВт.ч	1 947 268,73	28 029,43	205 709,70	287 993,58	287 993,58	287 993,58	287 993,58	287 993,58	272 508,69
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 178 943,27	92 786,38	333 570,30	466 998,42	466 998,42	466 998,42	466 998,42	466 998,42	417 594,48
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	11 199 350,06	281 681,21	1 054 554,98	1 525 308,07	1 575 383,45	1 638 398,79	1 703 914,74	1 772 092,13	1 648 006,70
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 801 290,98	71 380,82	265 878,44	386 031,98	400 380,07	412 391,48	424 763,22	437 306,12	402 958,84
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	12 600 585,94	317 755,83	1 188 390,08	1 720 206,05	1 778 187,17	1 845 711,24	1 915 828,16	1 988 638,42	1 845 868,99
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	1 400 065,10	35 306,20	122 714,54	179 134,03	187 749,38	197 090,32	207 260,00	218 260,85	206 002,44
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	1 582 593,11	41 234,15	166 310,00	232 834,00	232 834,00	232 834,00	232 834,00	232 834,00	210 878,55
Базовые потери э.э., кВт.ч	727 734,89	10 868,71	76 878,00	107 629,20	107 629,20	107 629,20	107 629,20	107 629,20	101 842,17
Потери после реализации, кВт.ч		1,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	854 858,22	30 365,44	89 432,00	125 204,80	125 204,80	125 204,80	125 204,80	125 204,80	109 036,78
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	3 007 738,53	92 183,49	282 731,89	408 943,34	422 368,82	439 263,57	456 834,11	475 107,48	430 305,84
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	752 447,75	23 360,22	71 283,45	103 497,26	107 344,06	110 564,38	113 881,31	117 297,75	110 218,31
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	3 384 164,05	103 989,34	318 613,80	461 196,54	476 741,59	494 845,16	513 643,88	533 164,71	481 969,03
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	376 018,21	11 355,33	35 401,53	51 244,06	52 971,29	54 981,80	57 071,54	59 240,62	53 552,11
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	182 464,30	3 000,45	17 256,22	24 978,54	25 820,47	26 800,56	27 819,11	28 876,36	27 912,19
Базовые потери э.э., кВт.ч	56 567,53	1 034,78	5 965,71	8 352,00	8 352,00	8 352,00	8 352,00	8 352,00	7 801,03
Потери после реализации, кВт.ч	10 621,44	158,63	1 123,05	1 570,87	1 570,87	1 570,87	1 570,87	1 570,87	1 486,41
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	45 940,09	876,15	4 843,66	6 781,13	6 781,13	6 781,13	6 781,13	6 781,13	6 316,63
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	162 181,88	2 659,81	15 312,84	22 148,50	22 875,62	23 750,65	24 742,27	25 731,97	24 920,22
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	40 556,23	674,02	3 860,73	5 605,44	5 813,79	5 998,20	6 167,85	6 352,88	6 093,32
Итого сберегающий эффект остающийся в ЗОКО (90%), рублей (без НДС)	182 464,30	3 000,45	17 256,22	24 978,54	25 820,47	26 800,56	27 819,11	28 876,36	27 912,19
в т.ч. сберегающий эффект остающийся в Залочника (10%), рублей (без НДС)	20 273,81	333,38	1 917,36	2 775,39	2 868,94	2 977,88	3 091,01	3 208,48	3 101,35
Средств на оплату за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф. 1-10	ИТОГО за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупаемости)	3 456 169,96	51 569,82	327 087,30	473 360,68	489 315,74	507 896,79	527 191,34	547 227,03	532 591,27
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 013 271,32	17 200,30	106 939,29	149 715,00	149 715,00	149 715,00	149 715,00	149 715,00	140 536,71
Потери после реализации, кВт.ч	143 397,23	2 144,64	15 148,50	21 207,90	21 207,90	21 207,90	21 207,90	21 207,90	20 067,59
Среднеплановый тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс									

Сбербанк России - филиал в г. Пермь, ул. Коммунальная, 14а, г. Пермь, Пермский край	ИТОГО (за период с 01.11.2020 по 31.10.2021 год)	ИТОГО 2020 год	ИТОГО 2021 год	ИТОГО 2022 год	ИТОГО 2023 год	ИТОГО 2024 год	ИТОГО 2025 год	ИТОГО 2026 год	ИТОГО 2027 год
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	1 319 840,87	18 293,37	124 922,87	180 827,05	186 921,99	194 020,08	201 390,73	209 044,50	204 420,27
Базовые потери э.э., кВт.ч	371 494,31	5 910,03	39 225,71	54 916,00	54 916,00	54 916,00	54 916,00	54 916,00	51 758,57
Потери после реализации, кВт.ч	39 388,44	588,27	4 161,00	5 825,40	5 825,40	5 825,40	5 825,40	5 825,40	5 512,18
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		1,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	332 105,86	5 341,76	35 064,71	49 090,60	49 090,60	49 090,60	49 090,60	49 090,60	46 246,39
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	1 173 147,10	16 216,54	110 854,20	160 339,49	165 603,18	172 227,52	179 116,62	186 281,29	182 508,06
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	293 342,76	4 109,43	27 948,99	40 579,46	42 087,72	43 350,35	44 650,86	45 990,39	44 625,57
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	1 319 840,87	18 293,37	124 922,87	180 827,05	186 921,99	194 020,08	201 390,73	209 044,50	204 420,27
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	146 648,99	2 032,60	13 880,32	20 091,89	20 769,11	21 557,79	22 376,75	23 227,17	22 713,36
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 5									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	6 330 800,63	97 204,95	599 928,74	866 955,10	896 176,62	930 207,62	965 545,18	1 002 240,53	973 541,68
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 886 318,45	12 756,98	199 042,86	278 660,00	278 660,00	278 660,00	278 660,00	278 660,00	261 218,61
Потери после реализации, кВт.ч	292 777,03	4 372,62	30 929,00	43 300,60	43 300,60	43 300,60	43 300,60	43 300,60	40 972,41
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 593 541,42	28 384,36	168 113,86	235 359,40	235 359,40	235 359,40	235 359,40	235 359,40	220 246,20
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	5 627 115,05	86 169,33	531 478,09	768 729,78	793 966,93	825 725,61	858 754,63	893 104,82	869 185,85
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 407 107,87	21 836,17	133 958,29	194 553,67	201 784,87	207 838,41	214 073,57	220 495,77	212 527,12
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	6 330 800,63	97 204,95	599 928,74	866 955,10	896 176,62	930 207,62	965 545,18	1 002 240,53	973 541,68
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	703 422,29	10 800,55	66 547,64	96 328,34	99 575,18	103 136,40	106 701,11	110 300,00	108 171,30
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 2									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	3 570 916,36	56 328,52	337 783,85	488 945,16	505 425,71	524 618,52			548 022,46
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 080 538,40	19 160,53	113 992,86	159 597,00	159 597,00	159 597,00	159 597,00	159 597,00	149 195,01
Потери после реализации, кВт.ч	181 607,14	2 712,30	19 185,00	26 859,00	26 859,00	26 859,00	26 859,00	26 859,00	25 414,84
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	898 931,26	16 448,23	94 812,86	132 738,00	132 738,00	132 738,00	132 738,00	132 738,00	123 980,17
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	3 173 991,69	49 933,58	299 743,02	433 548,24	447 781,49	465 692,75	484 320,46	503 693,28	489 278,87
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	793 693,16	12 653,67	75 572,36	109 724,38	113 862,63	117 216,71	120 733,21	124 355,21	119 634,98
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	3 570 916,36	56 328,52	337 783,85	488 945,16	505 425,71	524 618,52	544 584,31	565 233,64	548 022,46
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	396 768,48	6 258,72	37 531,54	54 327,26	56 158,41	58 290,95	60 505,37	62 804,85	60 891,38
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 7									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	5 111 455,06	264 830,55	478 031,65	691 955,41	715 278,40	742 440,05	770 644,69	799 932,72	648 341,59
Базовые потери э.э., кВт.ч	3 579 793,23	111 418,84	175 287,14	255 402,00	255 402,00	255 402,00	255 402,00	255 402,00	466 077,25
Потери после реализации, кВт.ч	2 282 352,60	34 086,91	241 108,00	337 551,20	337 551,20	337 551,20	337 551,20	337 551,20	319 401,69
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	1 297 440,63	77 331,93	134 179,63	187 850,80	187 850,80	187 850,80	187 850,80	187 850,80	146 675,56
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	4 542 348,32	234 764,50	424 196,29	613 557,41	633 700,30	659 048,32	685 410,25	712 826,66	578 844,59
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	1 137 046,19	59 491,66	106 949,99	155 281,93	161 053,47	165 885,08	170 861,63	175 987,48	141 534,95
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	5 111 455,06	264 830,55	478 031,65	691 955,41	715 278,40	742 440,05	770 644,69	799 932,72	648 341,59
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	567 935,45	29 425,62	53 114,63	76 883,93	79 475,38	82 493,34	85 627,19	88 881,41	72 037,95
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 14, ф.Изменения 2, ф.Столповые 12									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	3 563 631,36	119 219,84	335 411,64	485 511,57	501 876,18	520 934,20	540 724,02	561 274,01	500 679,91
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 774 014,15	47 847,42	186 345,00	260 881,00	260 881,00	260 881,00	260 881,00	260 881,00	235 406,73
Потери после реализации, кВт.ч	822 255,55	13 014,59	92 198,00	129 077,20	129 077,20	129 077,20	129 077,20	129 077,20	122 136,96
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	901 258,60	34 812,83	94 147,00	131 805,80	131 805,80	131 805,80	131 805,80	131 805,80	113 269,78
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	3 168 971,30	105 684,89	297 637,97	430 303,49	444 636,78	462 422,26	480 919,15	500 155,91	447 011,05
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	792 841,12	26 781,60	75 041,63	108 953,80	113 003,41	116 393,52	119 885,32	123 481,88	109 299,95
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	3 563 631,36	119 219,84	335 411,64	485 511,57	501 876,18	520 934,20	540 724,02	561 274,01	500 679,91
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	396 181,26	13 246,65	37 267,96	53 945,73	55 764,02	57 881,58	60 080,45	62 363,78	55 631,10
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 14, ф.Изменения 2, ф.Столповые 12, ф.Матричные 11									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	13 374 024,31	463 670,28	1 726 233,28	2 498 739,24	2 582 961,54	2 681 045,74	2 782 896,28	2 888 659,10	2 679 828,86
Базовые потери э.э., кВт.ч	7 469 548,10	177 982,61	755 280,00	1 100 092,00	1 100 092,00	1 100 092,00	1 100 092,00	1 100 092,00	1 005 325,50
Потери после реализации, кВт.ч	2 851 587,10	42 588,42	301 242,00	421 738,80	421 738,80	421 738,80	421 738,80	421 738,80	399 062,68
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	4 617 965,01	135 394,19	484 538,00	678 353,20	678 353,20	678 353,20	678 353,20	678 353,20	606 262,82
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	16 268 555,85	41 030,08	1 531 826,50	2 215 634,07	2 288 372,63	2 379 907,54	2 475 103,84	2 574 107,99	2 392 572,79
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	4 069 260,05	104 159,12	386 210,07	560 742,86	581 584,63	599 032,17	617 003,14	635 513,23	585 014,83
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	13 374 024,31	463 670,28	1 726 233,28	2 498 739,24	2 582 961,54	2 681 045,74	2 782 896,28	2 888 659,10	2 679 828,86
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	3 033 781,39	51 518,92	179 803,20	257 637,64	266 955,73	277 893,97	289 210,78	300 962,12	297 758,76
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.Классификация 14, ф.Изменения 2, ф.Столповые 12, ф.Матричные 11									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	13 374 994,07	289 046,27	1 259 814,80	1 823 594,02	1 885 059,93	1 956 642,34			681 682,73
Базовые потери э.э., кВт.ч	4 388 302,36	86 191,06	467 553,67	647 575,00	647 575,00	647 575,00	647 575,00	647 575,00	601 682,73
Потери после реализации, кВт.ч	1 031 189,68	15 400,81	108 935,00	152 509,00	152 509,00	152 509,00	152 509,00	152 509,00	144 108,87
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	3 164 792,19	78 469,76	353 618,57	495 066,00	495 066,00	495 066,00	495 066,00	495 066,00	457 373,86
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	11 888 089,36	256 297,56	1 117 935,93	1 616 982,27	1 670 067,28	1 736 869,97	1 806 344,77	1 878 598,56	1 804 993,19
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	2 973 014,97	64 864,97	281 858,29	409 233,31	424 447,35	437 177,06	450 292,38	463 801,15	441 044,06
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	13 374 994,07	289 046,27	1 259 814,80	1 823 594,02	1 885 059,93	1 956 642,34	2 030 971,43	2 108 159,74	2 021 703,53
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в Заказчика (10%), рублей (без НДС)	1 486 110,45	32 316,25	139 979,42	202 621,56	209 451,10	217 404,70	225 663,71	234 239,97	234 631,73
Сберегающий эффект за период действия контракта, тыс. руб. (без НДС) по ф.СЭП и 5									
Платеж по контракту (расчетный) (плановый срок окупемости)	3 496 750,38	81 884,91	379 110,86	476 391,13	492 448,33	511 148,24	530 566,41	550 730,36	524 470,06
Базовые потери э.э., кВт.ч	1 205 620,50	24 951,40	127 016,43	177 823,00	177 823,00	177 823,00	177 823,00	177 823,00	164 537,68
Потери после реализации, кВт.ч	327 886,79	4 896,59	34 638,00	48 493,20	48 493,20	48 493,20	48 493,20	48 493,20	45 885,81
Среднезональный тариф за электроэнергию, руб./кВт.ч, без НДС		3,04	3,16	3,27	3,37	3,51	3,65	3,79	3,95
Итого сберегающий эффект, тыс. кВт.ч	877 733,71	20 054,41	92 378,43	129 329,80	129 329,80	129 329,80	129 329,80	129 329,80	118 651,87
Итого сберегающий эффект, рублей (без НДС)	3 096 260,60	60 881,24	292 046,78	422 416,39	436 284,19	453 735,56	471 884,98	490 760,38	468 251,09
Тариф на передачу электроэнергии, руб./кВт.ч, без НДС		1,92	1,99	2,07	2,14	2,21	2,27	2,34	2,41
Итого увеличение выручки, рублей (без НДС)	774 343,53	15 427,91	73 631,95	106 907,08	110 880,62	114 207,64	117 633,25	121 162,25	114 493,42
в т.ч. сберегающий эффект оставшихся в ЭСКО (90%), рублей (без НДС)	3 496 750,38	81 884,91	379						

/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

Техническая площадка						Количество точек учета				Затраты на создание ИИК (организацию автоматизированн ого учета электроэнергии)
№ пп	Наименование				код группы закольцов анных ЛЭП 6(10) кВ	Всего	по классу напряжения, кВ			
	ПО	РЭС	ПС	ЛЭП 6(10) кВ			6 (10)	0,4	0,2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	тыс. рублей без НДС
1	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №11 Шалимово	349	448	0	195	253	10 693
2	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №5 Закал, Яч. №13 Восход	304	247	0	82	165	11 443
3	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10	Яч. №15 Мастерские		5	0	5	0	690
4	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Аксеново 35/10, Батран 110/35/10	Яч. №19 Пиево, ф. Фокино яч.5,	360	410	0	92	318	8 737
5	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Батран 110/35/10, Аксеново 35/10	Яч. №18 Пронино, ф. Покровско	350	1 496	0	343	1 153	30 440
6	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Батран 110/35/10	ф. Сурково яч.12		163	0	24	139	4 029
7	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Дом-1 яч.2, ф. Дом-2 яч.17	361	325	0	120	205	6 559
8	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф.Горка яч.6	353	309	0	40	269	6 797
9	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10, Мякса 35/10	Яч. №8 Жары, Яч. №2 Новинка	351	1 317	0	296	1 021	26 140
10	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Циково яч.12, ф.Доронино яч.	358	281	0	73	208	5 419
11	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Домозерово 35/10	ф. Починок яч.11		533	0	113	420	10 902
12	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Зашексинская 220/110/10	Яч. №23 Берег, Яч. №33 Городи	352	628	0	133	495	12 277
13	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Мякса 35/10	Яч. №1 Быстрино		327	0	58	269	6 098
14	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Мякса 35/10	Яч. №7 Поселок-1, Яч. №11 Пос	362	719	0	185	534	14 046
15	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10	Яч. №5 Хмелевое		1 044	0	277	767	22 304
16	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10	Яч. №7 Петровское		209	0	52	157	4 010
17	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Щетинская 35/10, Мякса 35/10	Яч. №14 село Щетинское, Яч. №	357	604	0	123	481	11 989
18	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Ю.-Череповецкая 35/10	Яч. №6 Циково		297	0	65	232	5 569
19	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Абаканово 35/10	Яч. №2 Покров		499	0	57	442	9 821
20	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Вешняки 35/10	ф. Искра яч.15		128	0	40	88	2 950
21	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6, Петриново 110/35/10	ф.Марьино яч.3, Яч. №1 Некрасо	342	740	0	99	641	14 185
22	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6	ф.Ботово яч.4, ф.Борисово яч.1	335	876	0	232	644	17 048
23	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6, Климовская 110/35/10	ф.Яганово яч.1, яч. №1 Лохта	340	461	0	107	354	10 389
24	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Енюково 110/10/6	Яч. №19 Соболево	341	523	0	101	422	10 233
25	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Загородная 110/10, Искра 110/10 (новая), М	Яч. №2 Солманское, яч. №209 Г	329	614	0	202	412	13 819
26	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Ирломатка 35/10	ф. Даргун яч.2		502	0	151	351	10 650
27	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10, Суда 110/35/10	Яч. №102 Сосновка, Яч. №104 Д	318	1 271	0	240	1 031	24 790
28	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10	Яч. №106 Чаево	319	528	0	72	456	10 386
29	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Коротово 110/35/10	Яч. №203 Улома		697	0	103	594	14 378
30	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Малечкино 35/10	Яч. №15 Киселево		291	0	49	242	5 719
31	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Малечкино 35/10	Яч. №17 РПП-2, Яч.№5 Сельце	327	78	0	20	58	1 507
32	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Нелазское 110/10	Яч. №13 Лукинское, Яч. №6 Сла	324	808	0	114	694	17 394
33	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Новые Углы 110/35/10, Абаканово 35/10	Яч. №12 Кораблево, Яч. №12 Шу	325	675	0	123	552	13 960
34	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Петриново 110/35/10	Яч. №6 Надпорожье		415	0	87	328	11 604
35	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Петриново 110/35/10	Яч. №11 Ивановское		550	0	136	414	11 328
36	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Петриново 110/35/10	Яч. №17 Углы		703	0	120	583	13 131
37	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Петриново 110/35/10	Яч. №18 Ерга		137	0	46	91	3 515
38	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Поповка 35/10	Яч. №8 Привалино		292	0	59	233	6 212
39	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №108 ДСК-1		858	0	155	703	14 911
40	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №203 Рошино		543	0	85	458	9 780
41	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10, Нелазское 110/10	Яч. №208 Сойоловское, Яч. №1	321	363	0	127	236	8 477
42	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №103 Неверов бор		322	0	88	234	6 349
43	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №207 п. Суда-2		38	0	29	9	1 207
44	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №209 Андога		939	0	151	788	17 157
45	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Суда 110/35/10	Яч. №211 ДСК-2		54	0	23	31	1 580
46	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10, Коротово 110/35/10	Яч. №3 Раменье, Яч. №103 Дми	320	1 140	0	247	893	21 853
47	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч. №12 Заповедник		438	0	116	322	9 775
48	ЧЭС	Череповецкий РЭС	Ягница 35/10	Яч. №14 Б. Двор		671	0	127	544	12 392
Итого по Череповецкому РЭС:						25 516	0	5 582	19 934	524 642

49	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Газ 35/10, Юрочкино 35/10	ф.Потеряево яч.6, ф.Марьино яч	312	535	0	101	434	11 562
50	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Газ 35/10, Чебсара 35/10	ф.Подолец яч.14, ф.Покровское	310	1 170	0	249	921	24 945
51	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Волково яч.2		74	0	16	58	1 963
52	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Ларионово яч.10		356	0	52	304	8 330
53	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10	ф.Светилово яч.15		116	0	23	93	2 800
54	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нестерово 35/10, Чебсара 35/10	ф.Чернеево-2 яч.11, ф.Ребячев	307	170	0	24	146	3 572
55	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Добрец яч.22	308	240	0	47	193	5 149
56	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Заря-2 яч.20, ф.Заря-1 яч.9	302	796	0	152	644	18 582
57	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Нифантово 110/10	ф.Тыраново яч.23		282	0	73	209	5 090
58	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Сви́гра 35/0,4	ф.Охотхозяйство		3	0	3	0	72
59	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Сизьма 35/10	ф.Копылово яч.6		140	0	18	122	3 080
60	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Квасюнино-1 яч.7		95	0	16	79	2 060
61	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Кусты яч.1		45	0	11	34	1 495
62	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Чаромское яч.5		156	0	28	128	3 783
63	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чаромское 35/10	ф.Квасюнино-2 яч.11		80	0	21	59	1 903
64	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чебсара 35/10	ф.Поселок яч.10	1010	255	0	42	213	5 369
65	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.им.Кицова яч.7		211	0	30	181	4 194
66	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.Келбуй яч.1, ф.Встреча яч.14	309	701	0	153	548	16 925
67	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.Малинуха-1 яч.2, ф.Малинуха-	313	468	0	120	348	10 781
68	ЧЭС	Шекснинский РЭС	Чуровская 35/10	ф.СХТ яч.5		135	0	29	106	2 380
Итого по Шекснинскому РЭС:						6 028	0	1 208	4 820	134 035
Итого по филиалу Вологдаэнерго:						31 544	0	6 790	24 754	658 677

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