

ОАО «МРСК Центра»

СОГЛАСОВАНО

Директор по информационным
технологиям – начальник
департамента информационных
технологий

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора по
развитию и реализации услуг

ОАО «МРСК Центра»

Поставка оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора
данных учета электрической энергии ОАО «МРСК Центра»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На ____ листах

Действует с _____ г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник управления АСТУ
ОАО «МРСК Центра»

СОГЛАСОВАНО

Начальник департамента учета
ОАО «МРСК Центра»

Лист согласования

к техническому заданию на проведение открытого одноэтапного конкурса без предварительного квалификационного отбора на поставку оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии ОАО «МРСК Центра» на 2012г.

Наименование должности	И.О. Фамилия	Дата, подпись
Заместитель генерального директора по инвестициям ОАО «МРСК Центра»	Д.А. Андриюшин	
Начальник отдела метрологии и качества электроэнергии ОАО «МРСК Центра»	С.А. Зайцев	
Заместитель начальника Департамента транспорта электроэнергии ОАО «МРСК Центра»	А.В. Раков	
Заместитель Генерального директора ОАО «Холдинг МРСК»	Л.В. Мазо	
Начальник Департамента транспорта электроэнергии и энергосбережения ОАО «Холдинг МРСК»	В.В. Иноземцев	

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	4
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	6
2 ОБЪЕКТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.....	8
3 ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВЛЯЕМОМУ ОБОРУДОВАНИЮ	8
4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВЩИКУ	44
5 ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ ПО И ОБОРУДОВАНИЯ.....	45
6 ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА.....	46
7 ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ.....	47
Приложение 1	48
Приложение 2	51

СПИСОК ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

Информационно-измерительные комплексы (ИИК)- функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы, с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

Информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ)- совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)- совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта ОРЭ, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации

Объект - совокупность оборудования ИИК, ИВКЭ, ИВК, относящегося к одной трансформаторной подстанции, от фидеров которой производится электроснабжение потребителей (далее-ТП) или электроснабжение ВРУ многоквартирных жилых домов.

Поставка - осуществление Подрядчиком закупки и доставки на объект оборудования и материально-технических ресурсов, необходимых для выполнения работ по настоящему Договору.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) - функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет

законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

ГОСТ – государственный стандарт

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии

ТТ – трансформатор тока

ТН – трансформатор напряжения

ПО – программное обеспечение

УСПД – устройство сбора и передача данных

ПУЭ – правила устройства электроустановок

СИП – самонесущий изолированный провод

БИЗ – блок измерения и защиты

СНиП – строительные нормы и правила

ПТК – программно-технический комплекс

РД – руководящие документы

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Поставка оборудования и ПО

Поставка оборудования (УСПД с модемами, приборы учета электроэнергии, БИЗы, трансформаторы тока) и ПО в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии ОАО «МРСК Центра».

1.2. Назначение расширяемой системы

Система автоматизированного сбора данных учета электрической энергии ОАО «МРСК Центра» предназначена для осуществления эффективного автоматизированного учета и оперативного контроля потребления электрической энергии и мощности, передачи информации в Центр сбора и обработки информации (ЦСОИ), для надежного учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан (проживающих в индивидуальных жилых домах) и юридических лиц, для формирования оперативных балансов по центрам питания ПС 110 (35) кВ, ТП (РП) – 6(10)/0,4 кВ, а так же для учета электроэнергии на границе балансовой принадлежности с многоквартирными жилыми домами.

Расширение данной системы осуществляется в рамках реализации Программы перспективного развития систем учета на розничном рынке электроэнергии ОАО «МРСК Центра» и во исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации".

1.3. Целями расширения системы являются:

- измерение количества переданной электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах филиалов ОАО «МРСК Центра»;
- снижение потерь электрической энергии;
- получение информации об объемах потребляемой электроэнергии и мощности;
- сокращение сроков и удешевление работы по обработке информации;

– исполнение Федерального закона Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации".

1.4. Прочие условия

Расширяемая система, как в полном составе, так и отдельные ее части, должна соответствовать требованиям:

- технической политики ОАО «МРСК Центра», введенной в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №227-ЦА от 16.08.2010 г.;
- технической политики ОАО «МРСК Центра» в области информационных технологий, принятой Советом директоров (выписка из Протокола №16/10 от 30.07.2010 г.);
- стандарта организации технической политики по учету электроэнергии, введенной в действие Приказом генерального директора ОАО «МРСК Центра» №91-ЦА от 12.03.2012 г.;

1.5. Реквизиты Заказчика.

Полное наименование: ОАО "МРСК Центра"

Юридический адрес: 129090, г. Москва, Глухарев пер., д.4/2

Почтовый адрес: 127018 г. Москва, ул. 2-я Ямская, д.4

ИНН/КПП: 6901067107 / 997450001

Банк: ОАО АКБ «РОСБАНК»

Расчетный счет: 407028100000000019885

Корр. счет: 301018100000000000256

БИК 044525256

1.6. Финансирование работ

Выполняется согласно инвестиционной программе ОАО «МРСК Центра» на 2012 г.

1.7. Плановые сроки поставки

1.7.1. Начало поставки: не позднее 30 дней с момента заключения договора, но не позднее 1 июля 2012 г.

1.7.2. Сроки поставки: в течение 3-х месяцев со дня заключения договора, но не позднее 30 сентября 2012 г.

1.7.3. Подекадный график поставки разрабатывается Подрядчиком на основании помесечного графика (Приложение №2) и согласовывается с Заказчиком.

1.7.4. В случае нарушения Подрядчиком сроков поставки оборудования, предусмотренных в Графике поставок (Приложение №2), Заказчик вправе начислить и взыскать с Подрядчика неустойку в размере 0,1% от стоимости оборудования, не поставленного в срок, за каждый день просрочки.

2 ОБЪЕКТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

2.1. Закупка оборудования осуществляется для нужд филиалов ОАО «МРСК Центра», перечень которых представлен в таблице 1:

Таблица 1

Филиал	Адрес
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Брянскэнерго"	241000, г. Брянск, ул. Советская, д.35
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Костромаэнерго"	156961, г. Кострома, пр. Мира, д.53
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Орёлэнерго"	302030, г. Орёл, площадь Мира, д.2
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Смоленскэнерго"	214019, г. Смоленск, ул. Тенишевой, д.33
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Тамбовэнерго"	392680, г. Тамбов, Моршанское шоссе, д.23
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Тверьэнерго"	170006, г. Тверь, ул. Бебеля, д.1
филиал ОАО "МРСК Центра" - "Ярэнерго"	150003, г. Ярославль, ул. Воинова, д.12

2.2. Перечень поставляемого оборудования приведен в Приложении 1 пофилиально.

2.3. Подрядчик должен осуществлять поставку оборудования в каждый филиал ОАО «МРСК Центра» в соответствии с перечнем поставляемого оборудования (Приложение 1), с каждым филиалом должен быть заключен индивидуальный договор на поставку в объемах и в сроки согласно графика (Приложение 2).

3 ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВЛЯЕМОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

3.1. Перечень и количество поставляемого оборудования должны соответствовать Приложению №1. Программное обеспечение (как верхнего уровня – для сервера, так и ПО для программирования приборов учета и УСПД/концентраторов) должно входить в комплект поставки совместно со приборами учета и УСПД.

3.2. Не допускается использование технических решений, не имеющих опыта реализации в ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» или имеющих отрицательные отзывы от ДЗО ОАО «Холдинг МРСК». Поставка оборудования, ранее не использовавшегося или не использовавшегося совместно в ДЗО ОАО «Холдинг МРСК» возможно только по результатам пробного тестирования оборудования на пилотной площадке в объемах и с требованиями, согласовывающимися с Заказчиком отдельно.

3.3. Поставляемый программно-аппаратный комплекс, состоящий из программного обеспечения верхнего уровня и комплекта серверного оборудования, должен быть развернут на базе существующего ЦОД. По факту инсталляции программного обеспечения в рамках стоимости договора персоналу филиалов должно быть проведено обучение по эксплуатации ПТК.

3.4. Оборудование должно поставляться в каждый филиал отдельно в количестве и составе согласно Приложению №1.

3.5. Поставка оборудования должна осуществляться согласно графику, разработанного Подрядчиком и согласованного Заказчиком.

3.6. Общие требования к поставляемому оборудованию:

3.6.1. К поставке допускается оборудование, отвечающее следующим требованиям:

- для производителей преимущественно положительное заключение МВК, ТУ, или иные документы, подтверждающие соответствие техническим требованиям;

- для импортного оборудования, а так же для отечественного оборудования, выпускаемого для других отраслей и ведомств сертификаты соответствия функциональных и технических показателей оборудования условиям эксплуатации и действующим отраслевым требованиям. Сертификация должна быть проведена в соответствии с «Правилами по сертификации. Система сертификации ГОСТ Р. Правила проведения сертификации электрооборудования. Госстандарт России, Москва, 1999.

3.6.2. Оборудование должно соответствовать требованиям Главы 1.5 «Учет электроэнергии» «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) (7-е издание) и требованиям стандартов МЭК и ГОСТ:

- ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92). Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний;

- по устойчивости к внешним воздействующим факторам, по параметрам питания и по категории исполнения - ГОСТ 22261-94 (2004) для промышленных

приборов и средств автоматизации, ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники, ГОСТ 30631-99 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам при эксплуатации;

– номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150 «Исполнение для различных климатических районов» и ГОСТ 15543-89 «Изделия электротехнические. Исполнения для различных климатических районов. Общие технические требования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

3.6.3. Упаковка, транспортирование, условия и сроки хранения

Упаковка, маркировка, временная антикоррозионная защита, транспортирование, условия и сроки хранения всех устройств, запасных частей и расходных материалов должны соответствовать требованиям, указанным в технических условиях изготовителя изделия и требованиям ГОСТ 687, ГОСТ 14192, ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150-69 или соответствующих МЭК. Порядок отгрузки, специальные требования к таре и упаковке должны быть определены в договоре на поставку оборудования. Стоимость транспортных расходов должна входить в стоимость поставляемого оборудования и материалов.

3.6.4. Состав технической и эксплуатационной документации

Поставщик должен предоставить полный комплект технической и эксплуатационной документации на русском языке, предусмотренной производителем оборудования, для монтажа, настройки, обеспечения правильной и безопасной эксплуатации, технического обслуживания поставляемого оборудования.

Предоставляемая Поставщиком техническая и эксплуатационная документация должна включать:

- паспорт;
- комплект электрических схем;
- руководство по эксплуатации.

3.6.5. Используемое для расширения системы оборудование должно интегрироваться с существующей системой учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных ОАО «МРСК Центра». Протокол обмена данными между УСПД и верхним уровнем должен соответствовать принятому в существующей системе учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных ОАО «МРСК Центра». Если протокол поставляемого оборудования не поддерживается существующей системой, поставщик обязан обеспечить интеграцию поставляемого оборудования за свой счет с существующей системой.

В случае если Поставщик оборудования поставляет ПО верхнего уровня отличное от используемого в филиалах Заказчика, он обязан за свой счет обеспечить интеграцию существующих в ОАО «МРСК Центра» систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных в систему, построенную на

поставляемом ПО, либо (предпочтительно) на уровне опроса оборудования, либо на уровне репликации баз данных.

3.6.6. В рамках расширяемой системы должны поставляться приборы учета и УСПД/концентраторы не менее чем двух различных производителей по согласованию с Заказчиком. При этом для нужд каждого из филиалов ОАО «МРСК Центра» приборы учета и УСПД/концентраторы должны быть изготовлены одним производителем и/или иметь возможность совместной работы.

3.6.7. Приборы учета и УСПД, использующие PLC-технологии, должны:

- при передаче данных соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99 «Передача сигналов по низковольтным электрическим сетям».

- при передаче данных использовать вид модуляции DCSK; необходимо представить документы, подтверждающие вид модуляции (показавший высокую надежность связи и наиболее устойчивый: к затуханию сигнала, различным шумовым воздействиям и фазо-частотным искажениям);

- создавать логические PLC-сети как древовидной, так и mesh (каждый с каждым) структуры, обеспечивая при этом автоматическую регистрацию прибора учета в УСПД (в том числе при замене).

3.6.8. Обозначения на корпусах оборудования, документация на оборудование, программное обеспечение оборудования всех уровней (ИИК, ИВКЭ, ИВК), в т.ч. меню, надписи и выводимые сообщения на приборах учета и УСПД должны быть на русском языке (в том числе конфигурирование, настройки и оповещения).

3.6.9. Оборудование должно быть новым и ранее не используемым. Дата изготовления продукции не ранее 2012 года.

3.7. Требования к УСПД (концентратору)

3.7.1. УСПД должно обеспечивать:

- автоматический (или по запросу) сбор получасовых профилей нагрузки, суточных показаний, параметров энергопотребления абонентов, служебной информации с приборов учета. Автоматический сбор должен происходить 1 раз в 30 минут;

- передачу получасовых профилей нагрузки, суточных показаний, параметров энергопотребления абонентов, служебной информации с приборов учета на уровень ИВК. Передача должна осуществляться по запросу ИВК (а служебной информации - преимущественно при инициировании обращения прибора учета к верхнему уровню), данные для передачи должны быть получены из архивов УСПД;

- возможность дистанционного перепрограммирования УСПД, дистанционного добавления приборов учета в схему опроса («инициатором» добавления должен выступать преимущественно прибор учета), а так же удаления приборов из схемы опроса;

- возможность автоматического и ручного поиска приборов учета в зоне сети и включения найденных приборов в схему опроса по команде оператора;
- передачу на уровень ИВК отчета о перечне приборов учета, связь с которыми присутствует;
- ведение Журнала событий, позволяющего установить, в том числе время выхода/(не выхода) прибора учета на связь, время получения информации от прибора учета;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств измерений;
- трансляцию управляющих команд администратора с уровня ИВК на уровень ИИК и передачу подтверждения о выполнении команды от прибора учета на уровень ИВК;
- самодиагностику;
- программную и аппаратную защиту от несанкционированного доступа к УСПД и хранимой в нем информации.

3.7.2. Для связи с уровнем ИВК в проводных и беспроводных сетях передачи данных УСПД должны использовать IP-каналы с динамически назначаемыми IP адресами (предпочтительно) или с фиксированными.

3.7.3. УСПД, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания. УСПД совместно с модемом должно поставляться установленное в шкаф.

3.7.4. УСПД, устанавливаемые на ТП 6(10)/0,4 кВ должны иметь интерфейсы типа PLC, Ethernet и RS-232 в количестве указанном в таблицах 2, 3. А УСПД, устанавливаемые на ПС 110, 35 кВ должны в обязательном порядке опрашивать интервальные приборы учета, существующие в настоящее время на этих ПС и иметь в обязательном порядке следующие интерфейсы: RS-232, Ethernet, RS-485. Количество интерфейсов указано в технических требованиях к УСПД в настоящем ТЗ.

3.7.5 В качестве протокола связи УСПД с верхним уровнем системы учета обязательно использование открытых протоколов интерфейса верхнего уровня системы учета, протоколов приборов учета электроэнергии.

3.7.6. УСПД должно обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

3.7.7. Напряжение питания УСПД от сети переменного или постоянного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Электропотребление УСПД, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

3.7.8. Все УСПД, устанавливаемые как на ТП 6(10)/0,4 кВ, так и на ПС 110, 35 кВ, должны быть укомплектованы совместимыми с ними GSM/GPRS модемами, имеющими возможность передачи информации по GPRS или 3G каналам. Поставляемые модемы могут представлять собой как отдельное устройство, так и быть встроенными в УСПД/концентратор, без потери своих функций.

3.7.9. Необходимо использовать УСПД, выполненное в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже IP 51 (в соответствии с ГОСТ 14254). Допускается устанавливать УСПД со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях (температура окружающего воздуха $(20\pm 5)^{\circ}\text{C}$ при относительной влажности $(65\pm 15)\%$) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция УСПД должна позволять размещать его как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах (при использовании оборудования связи).

Все УСПД должны поставляться смонтированными в шкафы с функцией обогрева в период низких температур, как в случае установки на ТП 6 (10) кВ, так и в случае установки УСПД на ПС 110 (35) кВ.

3.7.10. Технические данные УСПД, устанавливаемых на трансформаторных подстанциях (со сбором и передачей данных между прибором учета прибором учета и УСПД посредством PLC-технологии) приведены в таблице 2:

Таблица 2

Наименование параметра	Технические требования
Наименование (тип передачи данных)	Устройство сбора и передачи данных (посредством PLC-технологии)
Назначение и область применения	УСПД предназначено для использования в составе системы учета электрической энергии и мощности с автоматизированным сбором данных в качестве специализированного промышленного контроллера и выполняет сбор данных о электроэнергии и мощности от информационно-измерительных комплексов (ИИК), промежуточное хранение и передачу данных на уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК)
Наличие сертификации	Обязательно наличие действующего сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
ГОСТ или ТУ	Обязательно и/или (ГОСТ 22261-94, ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ Р 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.2-2006, ГОСТ Р 51317.3.3-99, ГОСТ Р 51317.6.5-2006)
Количество подключаемых приборов учета, шт.	от 1 до 200
Количество каналов связи со приборами учета	

• интерфейс типа PLC	1
Количество каналов связи с ИБК:	
• интерфейс типа Ethernet	не менее 1
• интерфейс типа RS-232	не менее 1
Скорость передачи каналов связи с ИБК и внешними устройствами:	
• интерфейс типа PLC, кбит/с	0.6÷2.5
• интерфейс типа Ethernet, Мбит/с	1÷10
• интерфейс типа RS-232, кб/с	9.6÷115.2
Время считывания оперативной информации с одного УСПД, с	не более 60
Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении текущего времени (системное время), с в сутки	не более ±0.4
Предел допускаемой дополнительной температурной погрешности при измерении текущего времени (системное время), с/°C в сутки	±0.2
Питание	220 В ± 20% 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт	не более 100
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Средний срок службы, лет	30
Время хода часов реального времени при отключении питания, ч	не менее 1000
Среднее время восстановления работоспособности аппаратных средств устройства, ч	не более 24
Условия эксплуатации	
Условия эксплуатации	УХЛ кат. 3
температура окружающего воздуха, °C	от -40 до +40
степень защиты	не ниже IP51
Масса не более, кг.	1,2
Гарантийный срок, лет	Не менее 5

3.7.11. Технические данные УСПД, устанавливаемых на ПС 110,35 кВ (со сбором и передачей данных между прибором учета прибором учета и УСПД по цифровым каналам типа: RS-485 и т.п.) приведены в таблице 3:

Таблица 3

Наименование параметра	Технические требования
Наименование и тип.	Устройство сбора и передачи данных

Назначение и область применения	УСПД предназначено для работы в составе системы учета электрической энергии и мощности с автоматизированным сбором данных; Оно обеспечивает функции аппаратного и программного интерфейса для обмена данными между устройством и приборами учета различных производителей по цифровым последовательным каналам передачи данных типов RS-485
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действующего сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
ГОСТ или ТУ	Обязательно и/или (ГОСТ 22261-94, ГОСТ Р МЭК 60950-2002, ГОСТ Р 51318.22-99, ГОСТ Р 51318.24-99, ГОСТ Р 51317.3.2-99, ГОСТ Р 51317.3.2-2006, ГОСТ Р 51317.3.3-99, ГОСТ Р 51317.6.5-2006)
Количество подключаемых приборов учета по каждому каналу связи, шт.	от 1 до 32
Энергонезависимая память обеспечивает хранение архива данных, суток	Не менее 45
Количество каналов связи со приборами учета:	
• интерфейс типа RS-485	Не менее 4
Количество каналов связи с ИВК:	
• интерфейс типа Ethernet	не менее 1
• интерфейс типа RS-232	не менее 2
Скорость передачи каналов связи с ИВК и внешними устройствами:	
• интерфейс типа Ethernet, Мбит/с	1÷10
• интерфейс типа RS-232, кб/с	9.6÷115.2
Время считывания оперативной информации с одного УСПД,	не более 60
Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении текущего времени (системное время), с в сутки	не более ± 0.4
Предел допускаемой дополнительной температурной погрешности при измерении текущего времени (системное время), с/°C в сутки	± 0.2
Питание	220 В \pm 20%, 50 Гц
Потребляемая мощность, Вт	не более 100
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	70 000
Средний срок службы, лет	30

Время хода часов реального времени при отключении питания, ч	не менее 1 000
Среднее время восстановления работоспособности аппаратных средств устройства, ч	не более 24
Условия эксплуатации	
Условия эксплуатации	УХЛ кат. 5
Температура окружающего воздуха, °С	от -30 до +50
Степень защиты	не ниже IP51
Масса не более, кг.	8
Гарантийный срок, лет	Не менее 3

3.8. Требования к GSM/GPRS модемам, входящим в комплект поставки с УСПД:

3.8.1. Технические данные оборудования должны соответствовать параметрам и быть не ниже приведенных значений:

- трехдиапазонный EGSM 900/ DCS 1800/ PCS1900
- поддержка работы с одной SIM картой
- поддержка дополнительной команды перезагрузки модема
- полное соответствие стандарту GSM фаза 2/2+
- выходная мощность не менее 2Вт (EGSM 900) и 1Вт (DCS 1800/ PCS 1900)
- CSD до 14 , 4 kbps
- USSD
- GPRS: multi-slot class 10
- GPRS: mobile station class B
- GPRS : скорость приема – до 85.6 kbps , передачи до 42.8 kbps
- SMS : MT, MO, CB, text and PDU mode
- Поддержка SIM карт: 1,8В или 3В
- Факс: Group 3, class 1
- Внешний интерфейс: RS-232 (совместимый с УСПД, в комплекте с которым он поставляется)
- Наличие разъема для подключения антенны (антенна должна входить в комплект поставки)
- Питание: внешний источник постоянного напряжения 5-28В (источник питания должен входить в комплект поставки)
- Размеры: не более 158 x 90 x 36 мм

- Масса не более, гр.: 200 гр.
- Температура раб.: -30 до +50 °C
- поддерживать "крепление на DIN рейку", которое должно входить в комплект поставки.

3.8.2. GPRS модем должен быть предназначен для передачи данных в режимах CSD, GPRS, EDGE, а так же, по возможности, обеспечивать поддержку 3G.

3.8.3. В комплект поставки модемов для УСПД (концентраторов) должны входить помимо самого устройства: блок питания, внешняя антенна с совместимым разъемом, кабель для соединения с УСПД. Возможен вариант поставки модемов, встроенных в УСПД/концентратор при условии выполнения приведенных выше технических требований и условий комплектации.

3.8.4. Срок гарантии на модемы должен быть не менее 5 лет.

3.9. Требования к приборам учета электрической энергии:

3.9.1. Общие требования к приборам учета электрической энергии:

3.9.1.1. Трехфазные приборы учета, поставляемые для установки на ПС 35, 110 кВ должны поставляться в комплекте с испытательной коробкой, соответствующей ГОСТ Р 51686.1-2000 и разветвителем интерфейса RS-485 (минимум 3 кабельных ввода) каждый.

3.9.1.2. Предпочтительным является наличие у поставляемых приборов учета встроенного датчика магнитного поля, реагирующего на внешнее воздействие магнитного поля с записью факта указанного внешнего воздействия в журнале событий прибора учета, либо приборов учета с исключением воздействия магнитным полем на метрологические характеристики и результаты измерения.

3.9.1.3. Протоколы одного и того же типа прибора учета, но разных версий и (или) года выпуска, должны быть совместимы, т.е. более поздняя версия протокола (и программы, его поддерживающей) должна быть работоспособна со приборами учета более ранних выпусков.

3.9.1.4. Прибор учета электрической энергии должен нормально функционировать не позднее чем через 5 сек. после приложения номинального напряжения к зажимам прибора учета. Должна быть предусмотрена защита данных учета и параметров приборов учета электрической энергии от несанкционированного доступа (электронная пломба, пароль, аппаратная блокировка, голограмма). Срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи должен быть не менее 10 лет. В приборе учета электрической энергии должен быть предусмотрен контроль правильности подключения измерительных цепей. Защита от несанкционированного доступа должна быть выполнена на техническом (аппаратном) и программном уровне.

3.9.1.5. Все поставляемые приборы учета электрической энергии должны быть оснащены числоимпульсным интерфейсом (DIN 43864) для поверки приборов учета.

3.9.1.6. Все приборы учета, за исключением устанавливаемых на ПС 35-110 кВ, должны поставляться в комплекте с соответствующим БИЗ (1-но фазн., 3-х фазн., 3-х фазн. с ТТ), т.е. прибор учета должен быть смонтирован в БИЗ и внутри БИЗ должна быть выполнена вся необходимая проводка, для приборов учета, за исключением устанавливаемых на ПС 110(35) кВ, подключаемых через трансформаторы тока, эти трансформаторы должны так же быть смонтированы в БИЗ.

3.9.1.7. Предпочтительным является возможность приборов учета, опрос которых ведется по PLC, выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК.

3.9.1.8. Все поставляемые приборы учета электрической энергии должны обеспечивать хранение профиля нагрузки с 30-минутным интервалом на глубину не менее 90 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, в том числе в прямом и обратном направлениях, запрограммированных параметров – не менее 3 (трех) лет, для суточных значений глубина хранения должна составлять не менее 90 суток. Число поддерживаемых прибором учета тарифов (дифференцированных по зонам суток) должно быть не менее 4 (четырёх).

3.9.1.9. Все используемые в системе приборы учета электроэнергии должны иметь следующие интерфейсы:

– для приборов учета, устанавливаемых на ПС 110, 35 кВ – обязательно наличие двух независимых гальванически изолированных интерфейса типа RS-485 (один из которых должен обеспечивать работу по протоколу Modbus или иному открытому протоколу). Так же обязательно наличие оптического порта для настройки, параметрирования и локального обмена данными;

– для всех остальных приборов учета, включая приборов учета, установленные на ТП 6(10)/0,4 кВ, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании Потребителям электрической энергии, обязательно наличие двух интерфейсов: основной - типа PLC и, дополнительный интерфейс RS-485 или интерфейс типа оптопорт.

3.9.1.10. Все поставляемые 3-х фазные приборы учета трансформаторного включения при физическом отключении «нуля» и при наличии напряжения хотя бы по одной из фаз прибор учета должны:

- добавлять соответствующую запись в журнал событий;
- отправлять аварийное сообщение в ПО верхнего уровня;
- не переставать учитывать электроэнергию.

3.9.2 Требования к однофазным блокам измерения и защиты (БИЗ) в сборе с однофазным прибором учета прибором учета приведены в таблице 4:

Таблица 4

Наименование параметра	Технические требования
Наименование и тип	Блок измерения и защиты (БИЗ) в сборе с 1-фазным прибором учета электрической энергии, размыкателем нагрузки и автоматическим выключателем в соответствии с типовыми техническими решениями.
Назначение и область применения	Размещение 1 фазных приборов учета на границе балансовой принадлежности с подключением к однофазной сети.
Наличие сертификации	Обязательно
ГОСТ или ТУ на блок измерения защиты	Обязательно
Технические данные	
а) Номинальное напряжение, В.	220
б) Номинальный (максимальный) ток, А	5 (63)
в) автоматический выключатель, шт.	1
г) размыкатель, шт.	1
д) номинальный ток автоматического выключателя, А	63
Общие требования:	
а) Конструктивное исполнение	IP54.Y1 по ГОСТ 14254-96

б) Материал	<p>Корпус БИЗ должен быть выполнен из не поддерживающего горения SAN-пластика цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». Крышка корпуса должна быть выполнена из не поддерживающего горения SAN-пластика прозрачного цвета или цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». В последнем случае должно быть предусмотрено прозрачное окно, обеспечивающее возможность визуального контроля учетных данных. В крышке должны быть установлены кнопки-толкатели, расположенные соосно с кнопками на приборе учета в соответствие с типовыми техническими решениями. Толщина стенок не менее 4 мм.</p> <p>В течение всего срока службы корпус и крышка БИЗ не должны терять своих оптических (прозрачность) и механических свойств.</p>
в) Ограничение доступа внутрь ящика	Наличие на крышке пломбировочных устройств, в том числе отдельной пломбировочной крышки для доступа к рукоятке вводного автоматического выключателя
г) Необходимость шефмонтажа	нет
д) Срок службы	Не менее 30 лет
е) Срок хранения	2 года
ж) Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 60
з) Наличие заводской документации.	Паспорт на БИЗ Паспорт на прибор учета - 1.
и) Габаритные размеры: длина x ширина x высота, мм	Не более 498x233x145
Требования к однофазному прибору учета, поставляемому в комплекте с БИЗ	
Наименование и тип.	1-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии кл. точности не ниже 1,0, с контролем (сигнализацией) обратного включения или двумя измерительными каналами

Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии электронные многофункциональные предназначены для измерения активной и реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности в однофазных цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Приборы учета могут применяться как автономно, так и в составе систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных. Размещение приборов учета на границе балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан и юридических лиц.
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа СИ
Поверка	Наличие действующего свидетельства поверке
ГОСТ или ТУ на приборы учета	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97))
Технические данные прибора учета:	
Номинальное напряжение, В	220
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (80)
Класс точности, не ниже	
активной (ГОСТ Р 52322)	1,0
реактивной (ГОСТ 52425)	2,0
Номинальная частота сети,	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
Масса не более, кг.	1,4
Размыкатель нагрузки	
Срабатывание	по внешней команде
	по превышению заданных пределов параметров сети
	по превышению ограничения энергопотребления
	при попытке несанкционированного доступа
Максимальный ток (без приваривания контактов), А	100
Наработка на отказ при максимальном токе прибора учета	не менее 5000 операций

Время задержки на отключение	задается программой ограничения энергопотребления
шаг задания максимальной мощности, кВт	0,1
время задержки на отключение, мин	1
Интерфейсы	1 x PLC; 1x RS-485 или оптопорт.
Параметры режима	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней недели	2
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее ± 0.5
Гарантийный срок, лет	Не менее 3
Энергонезависимая память	
В энергонезависимой памяти хранятся	активная и реактивная энергия на 30-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 30-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибора учета
В журнале событий хранятся	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение

	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибора учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания
	Нарушение фазировки подключения прибора учета
Уведомление потребителей	о потреблении за период
	о тарифах
	о состоянии счета \ задолженности
	о предстоящем ограничении \ отключении, и восстановлении режима энергоснабжения
	другие сообщения оператора

3.9.3. Требования к трехфазным блокам измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета прямого включения приведены в таблице 5.

Таблица 5.

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	Блок измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета электрической энергии прямого включения, размыкателем нагрузки и автоматическим выключателем в соответствии с типовыми техническими решениями.
Назначение и область применения.	Размещение приборов учета на границе балансовой принадлежности с подключением к трехфазной сети
Наличие сертификации.	обязательно
ГОСТ или ТУ на шкаф учета	обязательно
Технические данные БИЗ трехфазный:	
а) Номинальное напряжение, В.	380/220
б) Номинальный (максимальный) ток, А	10 (100)
в) автоматический выключатель, шт.	1
г) размыкатель, шт	1
д) ток автоматического выключателя	в соответствии с максимальным током прибора учета

Общие требования:	
а) Конструктивное исполнение	IP54.Y1 по ГОСТ 14254-96
б) Материал	<p>Корпус БИЗ должен быть выполнен из не поддерживающего горения SAN-пластика цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». Крышка корпуса должна быть выполнена из не поддерживающего горения SAN-пластика прозрачного цвета или цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». В последнем случае должно быть предусмотрено прозрачное окно, обеспечивающее возможность визуального контроля учетных данных.</p> <p>В крышке должны быть установлены кнопки-толкатели, расположенные соответственно с кнопками на приборе учета в соответствии с типовыми техническими решениями. Толщина стенок не менее 4 мм.</p> <p>В течение всего срока службы корпус и крышка БИЗ не должны терять своих оптических (прозрачность) и механических свойств.</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	Наличие на крышке пломбировочных устройств, в том числе с отдельной пломбируемой крышкой для доступа к рукоятке автомата.
г) Необходимость шефмонтажа	Нет
д) Средний срок службы	30 лет
е) Срок хранения, лет	2
ж) Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 60 °С
з) Габаритные размеры: длина x ширина x высота,	Не более 498x233x145
Наличие заводской документации.	Паспорт на БИЗ Паспорт на прибор учета - 1.
Соответствие требованиям безопасности:	Сертификат безопасности
Гарантийный срок:	Не менее 5 лет
Требования к 3-х фазному прибору учета прямого включения	
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии кл.т. не ниже 1.0

Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии электронные multifunctional предназначены для измерения активной и реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности в трехфазных цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Приборы учета могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии. Размещение приборов учета на границе балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан и юридических лиц.
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа СИ
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97)
Технические данные прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток/ (максимальный ток), А	10 (100)
Класс точности, не ниже	
активной (ГОСТ Р 52322)	1,0
реактивной (ГОСТ 52425)	2,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
Масса не более, кг.	1,4
Размыкатель нагрузки (встроенный размыкатель нагрузки)	
Срабатывание (на каждый фазный провод)	по внешней команде
	по превышению заданных пределов параметров сети
	по превышению ограничения энергопотребления
	при попытке несанкционированного доступа
Максимальный ток (без приваривания контактов), А	100
Наработка на отказ при максимальном токе прибора	не менее 5000 операций
Время задержки на отключение	задается программой ограничения энергопотребления
шаг задания максимальной мощности, кВт	0,1
время задержки на отключение	1 мин

Параметры режима многотарифности:	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней недели	2
Характеристики	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее ± 0.4
Интерфейсы	1 x PLC; 1 x RS-485 или оптопорт.
Энергонезависимая память	
В энергонезависимой памяти хранятся в течение 90 сут.	активная и реактивная энергия на 30-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 30-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибора учета
Журнал событий	
В журнале событий хранятся	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение
	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибора учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания
Уведомление потребителей	
	о потреблении за период
	о тарифах
	о состоянии счета \ задолженности

	о предстоящем ограничении \ отключении, и восстановлении режима энергоснабжения
	другие сообщения оператора

3.9.4. Требования к трехфазным блокам измерения и защиты (БИЗ) в сборе с трехфазным прибором учета электрической энергии трансформаторного включения и трансформаторами тока приведены в таблице 6:

Таблица 6

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	Блок измерения и защиты (БИЗ) с трехфазным прибором учета электрической энергии, размыкателем нагрузки, испытательной колодкой и трансформаторами тока.
Назначение и область применения.	Для размещения прибор учета, трансформаторов тока и ВН на границе раздела балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан и юридических лиц
Наличие сертификации.	обязательно
ГОСТ или ТУ на шкаф учета	обязательно
Технические данные БИЗ трехфазный:	
а) Номинальное напряжение, В.	380/220
б) Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Общие требования:	
а) Конструктивное исполнение	IP54.Y2 по ГОСТ 14254-96

Наименование	Технические требования
б) Материал	<p>Корпус БИЗ должен быть выполнен из не поддерживающего горения SAN-пластика цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». Крышка корпуса должна быть выполнена из не поддерживающего горения SAN-пластика прозрачного цвета или цвета PANTON 315C, соответствующего корпоративным стандартам ОАО «МРСК Центра». В последнем случае должно быть предусмотрено прозрачное окно, обеспечивающее возможность визуального контроля учетных данных.</p> <p>В крышке должны быть установлены кнопки-толкатели, расположенные соосно с кнопками на приборе учета в соответствии с типовыми техническими решениями. Привод размыкателя нагрузки должен иметь управление, не требующее открытия крышки БИЗ. Толщина стенок не менее 4 мм.</p> <p>В течение всего срока службы корпус и крышка БИЗ не должны терять своих оптических (прозрачность) и механических свойств.</p>
в) Ограничение доступа внутрь шкафа	<p>Наличие на крышке пломбировочных устройств.</p> <p>Наличие открытого доступа к расположенной на приборе учета кнопке управления режимами индикации дисплея и состоянием размыкателя.</p>
г) Необходимость шефмонтажа	нет
е) Средний срок службы, лет	30
ж) Срок хранения, лет	2
з) Габаритные размеры: длина x ширина x высота, мм	Не более 650x500x250
и) Диапазон рабочих температур	От - 40 до + 60°C
Требования к 3-х фазному прибору учета трансформаторного включения	
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии кл.т. не ниже 1.0

Наименование	Технические требования
Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии электронные многофункциональные предназначены для измерения активной и реактивной энергии и мощности в режиме многотарифности в трехфазных цепях переменного тока с частотой 50 Гц. Приборы учета могут применяться как автономно, так и в составе систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных. Размещение приборов учета на границе раздела балансовой принадлежности с электроустановками потребителей-граждан и юридических лиц
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97)
Технические данные прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже	
• активной (ГОСТ Р 52322)	1,0
• реактивной (ГОСТ 52425)	2,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (В данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)
Масса не более, кг.	1,4
Параметры режима многотарифности:	
Количество суточных временных тарифных зон	8
Количество типов дней недели	2
Характеристики надёжности:	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000

Наименование	Технические требования
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	10
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 2
Точность хода часов реального времени, с/сутки	не менее ± 0.4
Интерфейсы	1 x PLC; 1x RS-485 или оптопорт.
Энергонезависимая память:	
В энергонезависимой памяти хранятся	активная и реактивная энергия на 30-минутных интервалах, на конец суток и на конец месяца
	минимальные и максимальные значения фазного напряжения на 30-минутных интервалах и за сутки
	журнал событий прибор учета
Журнал событий	
В журнале событий хранятся	снятие и возобновление подачи напряжения
	факт и причина срабатывания размыкателя нагрузки
	факт включения нагрузки
	факт перепрограммирования тарифного расписания
	изменение значения максимальной мощности при ограничении энергопотребления
	значение максимальной мощности при формировании команды на отключение
	статусная информация о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибор учета
	попытки хищения энергии (недоучета);
	попытки несанкционированного доступа, в том числе – при отсутствии питания
Уведомление абонентов	
	о потреблении за период
	о тарифах
	о состоянии счета \ задолженности
	о предстоящем ограничении \ отключении, и восстановлении режима энергоснабжения
	другие сообщения оператора
Требования к трансформаторам тока	

Наименование	Технические требования
Должны быть внесены в госреестр средств измерений РФ и иметь действительный сертификат/свидетельство об утверждении типа СИ	
Обязательное наличие сертификации	
Должна быть обеспечена возможность надежного пломбирования выводов вторичной обмотки ТТ индикаторными наклейками или роторными пломбами с возможностью визуального контроля состояния опломбированных контактных соединений с измерительными цепями (наличие прозрачных защитных крышек с проушинами под пломбировочную леску)	
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
Класс точности, не ниже	0,5S
Климатическое исполнение	ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1
Категория размещения	ГОСТ 15150
Устойчивость трансформаторов к воздействию механических факторов внешней среды	ГОСТ 17516.1
Группа механического исполнения	ГОСТ 17516.1 (устанавливают в стандартах на трансформаторы конкретных типов)
Рабочее положение трансформаторов в пространстве должно быть указано в стандартах на трансформаторы конкретных типов;	
Номинальная частота, Гц	50, 60
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	100,150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 800, 1000
Конструктивное исполнение	опорный, в соответствие с ГОСТ
Тип корпуса	самозатухающий пластик
Способ крепления	на шину, на корпус, на динрейку
Опломбировка вторичных цепей	прозрачная защитная крышка с возможностью пломбирования
Материал шины	медь, алюминий
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	4
Гарантийный срок, не менее, лет	5
Температура окружающего воздуха	-50....+45°C

3.9.5. Требования к приборам учета, устанавливаемым на ПС 110, 35 кВ и подключаемым через трансформаторы тока и напряжения приведены в таблице 7:

Таблица 7

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии класса точности не ниже 0,5S/1 при измерении активной/реактивной энергии
Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные являются multifunctional измерительными приборами (МИП). Приборы учета предназначены для работы в электрических сетях систем электроснабжения переменного тока с частотой 50 Гц и могут подключаться через трансформатор тока и по напряжению через трансформатор напряжения. Приборы учета должны иметь возможность применяться как автономно, так и в составе систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных и диспетчерского управления (АСДУ): <ul style="list-style-type: none"> • в качестве МИП в АСДУ; • для обеспечения ввода дискретных сигналов (ТС); • для измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97))
Технические данные прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	57,7
Номинальный ток (максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности, не ниже:	
• активной (ГОСТ Р 52322)	0,5 S
• реактивной (ГОСТ 52425)	1,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон, °C	от -40 до +60
Масса не более, кг.	1,8

Наименование	Технические требования
Период обновления результатов измерений, с	1,0
Точность хода часов реального времени, с/сутки	Не ниже ± 0.5
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, ВА	0,5
Сохранение хода часов реального времени при отсутствии питания, лет	1
Активная и полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью не превышает	1 Вт, 2 ВА
Напряжение внешнего резервного питания, В	24 либо 220
Крепежные размеры	Должны соответствовать размерам трехфазных индукционных счетчиков
Память	Энергонезависимая
Часы реального времени	Энергонезависимые
Профили нагрузки	2 независимых (6 параметров) для активной мощности в двух направлениях и реактивной мощности по четырем квадрантам
для первого профиля:	
• время интегрирования, мин	30
• глубина хранения, сут.	45
для второго профиля:	
• изменяемое время интегрирования, мин	от 1 до 60
Глубина хранения суточных значений, сут.	45
Журнал событий предназначен для фиксации:	перерывов питания
	времени перепрограммирования
	статусной информации о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибора учета
	пропадания фазных напряжений
	других событий
Глубина хранения журнала событий	не менее 100 записей
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	30

Наименование	Технические требования
Межповерочный интервал, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 3
Основные интерфейсы	2 x RS-485 и оптический порт (один RS-485 должен работать по протоколу Modbus или иному открытому протоколу)
Защита данных прибора учета	Двухуровневая схема доступа к данным
Нижний уровень	обеспечивает передачу данных от прибора учета к пользователю и не защищен паролем
Верхний уровень	доступ защищен паролем и используется для установки параметров прибора учета
Пароли	заводской пароль изначально задан при производстве прибора учета и указан в техпаспорте прибора учета
	пользователь может сформировать дополнительный пароль
	оба пароля равноценны

3.9.6. Требования к приборам учета, подключаемым через трансформаторы тока, устанавливаемым на ПС 110, 35 кВ приведены в таблице 8:

Таблица 8

Наименование	Технические требования
Наименование и тип.	3-фазный интервальный электронный прибор учета электрической энергии класса точности не ниже 0,5S/1 при измерении активной/реактивной энергии
Назначение и область применения	Приборы учета электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные являются многофункциональными измерительными приборами (МИП). Приборы учета предназначены для работы в электрических сетях систем электроснабжения переменного тока с частотой 50 Гц подключаемые через трансформаторы тока. Приборы учета должны иметь возможность применяться как автономно, так и в составе систем учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных и диспетчерского управления (АСДУ): <ul style="list-style-type: none"> • в качестве МИП в АСДУ; • для обеспечения ввода дискретных сигналов (ТС); • для измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ);
Наличие сертификации.	Обязательно наличие действительного сертификата соответствия и сертификата/свидетельства об утверждении типа
Поверка	Наличие действующего свидетельства о поверке
ГОСТ или ТУ на прибор учета электрической энергии	Обязательно (ГОСТ 22261-94; ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21: 2003); ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003); ГОСТ Р 51317.3.8-99 (МЭК 61000-3-8-97)
Технические данные	

Наименование	Технические требования
прибора учета:	
Номинальное фазное напряжение, В	220
Номинальный ток(максимальный ток), А	5 (7,5)
Класс точности при измерении энергии, не ниже:	
• активной (ГОСТ Р 52322)	0,5S
• реактивной (ГОСТ 52425)	1,0
Номинальная частота сети, Гц	50
Максимальный рабочий температурный диапазон, °C	от -40 до +60
Масса не более, кг.	1,8
Период обновления результатов измерений, с	1,0
Точность хода часов реального времени, с/сутки	± 0.5
Время хранения данных в энергонезависимой памяти при отсутствии питания, лет	10
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, ВА	0,5
Сохранение хода часов реального времени при отсутствии питания, лет	1
Активная и полная мощность, потребляемая каждой параллельной цепью не превышает	1 Вт, 2 В×А
Напряжение внешнего резервного питания, В	24 либо 220
Крепежные размеры	Должны соответствовать размерам трехфазных индукционных счетчиков
Память	Энергонезависимая
Часы реального времени	Энергонезависимые
Профили нагрузки	2 независимых (6 параметров) для активной мощности в двух направлениях и реактивной мощности по четырем квадрантам
для первого профиля:	
• время интегрирования, мин	30
• глубина хранения, не менее сут.	45
для второго профиля:	

Наименование	Технические требования
• изменяемое время интегрирования, мин	от 1 до 60
Глубина хранения суточных значений, сут.	45
Журнал событий предназначен для фиксации:	пропадания фазных напряжений
	перерывов питания
	времени перепрограммирования
	статусной информации о сбоях и ошибках в работе основных узлов прибора учета
	других событий
Глубина хранения журнала событий	не менее 100 записей
Характеристики надёжности	
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Средний срок службы, лет	30
Межповерочный интервал, лет	10
Гарантийный срок, лет	Не менее 5
Основные интерфейсы	2 x RS-485 и оптический порт (один RS-485 должен работать по протоколу Modbus или иному открытому протоколу)
Защита данных прибора учета	Двухуровневая схема доступа к данным
Нижний уровень	обеспечивает передачу данных от прибора учета к пользователю и не защищен паролем
Верхний уровень	доступ защищен паролем и используется для установки параметров прибора учета
Пароли	заводской пароль изначально задан при производстве прибора учета и указан в техпаспорте прибора учета
	пользователь может сформировать дополнительный пароль
	оба пароля равноценны

3.10. Требования к программному обеспечению.

3.10.1. Все программное обеспечение (как ПО верхнего уровня, так и ПО, используемое для связи и программирования оборудования с переносного компьютера) должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции), сертифицировано самостоятельно, либо в составе типа средств измерения.

3.10.2. ПО верхнего уровня (ИВК) должно соответствовать РД «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации».

3.10.3. ПО ИВК должно обеспечивать:

- безотказную работу в течение всего срока службы системы, а при обновлении версий – полную совместимость и сохранение всех ранее установленных и хранимых параметров;

- сбор данных с приборов учета и УСПД иных производителей, оборудование которых используется в системах учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных филиалов Заказчика (Приложение №3);

- автозагрузку операционной системы или программы управления, автосохранение всех установленных параметров и подлежащих хранению данных, при любых сбоях в работе;

- вычисление всех необходимых показателей энергопотребления, возможность изменения в процессе работы состава и количества учитываемых параметров, а так же механизмов их вычислений;

- ведение «журнала событий», фиксирующего все входы в программное обеспечение, его изменения, а также все нарушения нормального функционирования (сбои питания, потеря информации от прибора учета, пропадания канала связи и т.п.);

- возможность создания пользователем своих форм для отображения информации.

- наличие аналитической части в системе:

- вычисление балансов по различным балансным группам,

- проверки балансов в режиме сбора информации,

- перекрестные проверки данных (например, построение аналитической модели по аналогичным или балансирующим группам для проверки данных на полноту и достоверность),

- механизмы замещения данных (функционал, необходимый для замещения данных в системе (ручной или автоматический по типовым графикам) расчетным или ручным способом),

- возможность задания динамических групп и шаблонов потребления (функционал, для формирования и применения макетов групп с переключением приборов учета от одного УСПД к другому и шаблонов потребления),

- рассылка сообщений через SMS, e-mail.

3.10.4. Производитель программного обеспечения должен предоставить подтверждение о включении в ПО верхнего уровня драйверов наиболее распространенных отечественных и импортируемых приборов и устройств, применяемых в автоматизированных системах учета.

3.10.5. Программные средства должны быть независимы от средств вычислительной техники и функционировать в стандартной операционной среде.

3.10.6. Поставщик должен передать ОАО «МРСК Центра» бессрочные лицензии на использование системного программного обеспечения уровня ИВК, СУБД, прикладного ПО, ПО системы обеспечения единого времени, а так же ПО, используемого для программирования модемов, приборов учета и УСПД.

Программное обеспечение должно иметь одну инсталляцию для всех филиалов и распространяться на все количество поставляемых приборов учета и УСПД.

3.10.7. В состав программного обеспечения верхнего уровня должно входить:

- базовое (операционная система) ПО, включающее редакторы и программы обработки текстовой информации и сервисные программы;
- прикладное ПО, позволяющее решать конкретные производственные (технические) задачи пользователей. Прикладное программное обеспечение должно предусматривать работу в локальной сети (LAN) по протоколу Ethernet TCP/IP;
- клиент-серверная СУБД.

3.10.8. Программное обеспечение верхнего уровня должно отвечать следующим основным требованиям:

- наличие документации на все компоненты системы;
- максимальная открытость системы специалистам ОАО «МРСК Центра» с целью интеграции с эксплуатируемыми автоматизированными системами, используемыми в ОАО «МРСК Центра»;
- наличие гарантийного и послегарантийного обслуживания в период эксплуатации системы;
- сопровождение подробным описанием функций программного комплекса с примерами;
- возможность оперативного исправления ошибок программного обеспечения, выявляемых в ходе всего срока его эксплуатации;
- обеспечивать возможность развития функциональности системы;
- включать в состав Программного обеспечения верхнего уровня бессрочные, не имеющие ограничения по количеству точек учета лицензии на операционную систему, систему хранения данных и т.д., по правилам лицензирования производителей ПО с возможностью перехода на более новые версии программных продуктов, при обновлении версий необходимо обеспечить полную совместимость данных и сохранение всех ранее установленных и хранимых параметров;
- обеспечивать аппаратную и программную масштабируемость (возможность увеличения производительности путем добавления дополнительного оборудования, без замены существующего);
- обеспечивать автоматическую синхронизацию времени оборудования (серверов) с системой астрономического времени;
- обеспечивать авторизацию пользователей комплекса с сохранением информации о времени и авторстве любой операции с данными комплекса. Данные авторизации по любой сохраненной операции должны быть легкодоступны для просмотра администраторам комплекса.

3.11 В программном комплексе должна быть предусмотрена настраиваемая система разделения прав доступа. Настройка должна быть как индивидуальная (для конкретного пользователя указывается набор его прав на операции в комплексе),

так и групповая (определяется группа пользователей с возможностью включения и исключения пользователей из нее, для которой указывается набор прав ее пользователей). Настройка прав доступа пользователей производится администратором программного комплекса, который должен иметь для этого в своем распоряжении необходимые средства настройки.

3.12 В состав Программного обеспечения верхнего уровня должны входить следующие системы:

1. Система сбора данных с ИВКЭ и ИИК;
2. Система хранения данных;
3. Система визуального предоставления данных (прикладное программное обеспечение).

3.13 Система сбора данных должна осуществлять:

- автоматический сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений с ИВКЭ и ИИК;
- ведение журнала сбора данных с фиксацией ошибок сбора данных;
- система сбора данных размещается на отдельном физическом оборудовании с обеспечением безопасности хранения данных (доступна только запись результатов измерений полученных от ИВКЭ и ИИК без возможности повлиять на другие данные и настройки системы);
- сбор результатов измерений не менее чем от 1 млн. точек учета;
- возможность по требованию Заказчика добавлять в систему опроса новые типы оборудования ИВКЭ и ИИК;
- защита данных при их передаче от уровня ИВКЭ до верхнего уровня, если используются каналы связи сторонних операторов связи. При наличии технической возможности оборудования и протоколов обмена данного оборудования;
- сбор данных с 30-ти минутным интервалом по точкам учета;
- сбор данных по всему перечню точек учета энергопотребления в соответствии с настроенным интервалом опроса каждой точки учета;
- возможность получения (сбора) данных по группе точек учета в ручном режиме по выбору администратора;
- система должна в установленный администратором период автоматически проводить анализ неполученных ранее данных и дополнительный сбор этих данных;
- проверка данных на достоверность (например, сверка текущих показаний приборов учета с предыдущими показаниями прибора учета и т.д.) и выявление недостоверных данных с выдачей протокола проверки, содержащего информацию о не полных (сомнительных) показаниях.

3.14 Система хранения данных должна:

- использовать для хранения данных СУБД, которая обеспечивает высокую производительность, программную масштабируемость системы хранения данных, обработку больших объемов хранимой информации;
- обеспечивать хранение информации по не менее 1 млн.точек учета не менее 3,5 года;
- лицензирование СУБД и пользовательских лицензий должно выполняться по правилам лицензирования производителя. Должна быть предусмотрена возможность перехода на более новые версии программных продуктов;
- обеспечивать автоматизированное создание и восстановление резервных копий данных (теневое резервное копирование без остановки работы системы);
- использовать энергонезависимые системы резервного копирования (RAID массивы);
- иметь открытую структуру баз данных;
- в системе должна быть предусмотрена возможность разделения по времени хранения всех данных в базе на "текущий период" и "закрытый период". Необходимо предусмотреть процедуру закрытия очередного отчетного периода. "Закрытый период" для обычных пользователей системы должен быть доступен только для чтения. Привилегированные пользователи могут изменить данные в "закрытом периоде", однако система должна зафиксировать, кто и когда поменял эти данные, и отметить их как данные, изменённые "текущим периодом".

3.15 Система визуального предоставления данных (прикладное программное обеспечение) должна:

- иметь возможность использования низкоскоростных каналов передачи данных от ИВК до АРМ пользователя (64 кБит/с);
- иметь возможность разделения прав пользователей на доступ к данным на основании ролей и интерфейсов, которые настраивает администратор;
- осуществлять возможность ограничения доступа к просмотру данных (или группе данных) пользователям, настраиваемую администратором (например, доступ к определенной группе точек для визуального просмотра результатов измерений);
- осуществлять возможность доступа каждого пользователя на основании индивидуального логина и пароля;
- включать создание web – портала для доступа к информации по электропотреблению для внешних пользователей (потребителей);
- обеспечивать одновременную работу не менее 15 внутренних или внешних пользователей на период пуска-наладки.
- иметь встроенный в интерфейс генератор отчетов, позволяющий изготавливать отчеты на основании произвольно выбранной информации;
- иметь возможность создания администратором шаблонов отчетов, для дальнейшего их использования пользователями;

- осуществлять возможность автоматизированной передачи данных по электронной почте по заданному расписанию;
- иметь возможность автоматизированного приема данных по электронной почте из других систем АИИС КУЭ;
- иметь возможность автоматизированного импорта-экспорта данных.

Требования программному обеспечению верхнего уровня приведены в таблице 9:

Таблица 9

Наименование	Технические требования
Количество опрашиваемых приборов учета	Не менее 1 000 000
Технология организации рабочих мест	WEB-технологии, тонкий клиент
Количество рабочих мест	Неограниченно
Срок действия лицензии	Неограниченно
Возможность сбора информации по различным каналам связи	Обязательно
Возможность опроса оборудования в ручном режиме	Обязательно
Возможность организации виртуального канала связи непосредственно от клиента до конечного прибора учета	Обязательно
Возможность разграничения доступа при выполнении взаимодействия с оборудованием	Обязательно
Возможность расширения системы для взаимодействия с различными типами оборудования	Обязательно
Возможность масштабирования долей именованных величин энергии и других физических величин	Обязательно
Возможность работы с различными источниками точного времени.	Обязательно
Периодическую (при каждом опросе) проверку текущего времени в обслуживаемых УСПД приборах учета электроэнергии и синхронизацию времени в приборах учета	Обязательно

Наименование	Технические требования
Автоматическое восстановление архивов по данным прибора учета в случае сбойных ситуаций или выявления недостоверностей	Обязательно
Соотнесение результатов измерений со схемой измерений (количественные величины может поступать с прибора учета с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, потерь, также должна быть предусмотрено применение расчетной модели в ПО верхнего уровня)	Обязательно
Ведение журнала событий	Обязательно
Возможность сигнализации в зависимости от типа и важности события	Обязательно
Автоматическое использование альтернативных путей доступа с последующим возвращением к основному каналу связи	Обязательно
Возможности получения состояния оборудования и работоспособности ПО на различных узлах системы	Обязательно
Обеспечение механизма единой точки доступа в систему (в случае распределенной системы)	Обязательно
Возможность разграничения прав доступа при попытке обращения к любой информации	Обязательно
Возможность обеспечения защищенной передачи данных, между модулями системы	Обязательно
Возможность приоритизации прохождения сообщений (данных) в системе (например, события о вскрытии защитной крышки прибора учета, перепрограммирование параметров и др. должны иметь приоритет более высокий, чем иная, менее оперативная информация)	Обязательно
Полный аудит действий пользователей системы	Обязательно
Возможность распределения функций системы между разными компьютерами системы	Обязательно

Наименование	Технические требования
Возможность доступа к сохраненным данным, с верхних уровней, без знания структуры БД	Обязательно
Аппаратная и программная защита от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных	Обязательно
Неограниченное (до 10 000) число АРМов	Обязательно
Использование визуализации на базе WEB технологий	Обязательно
Возможность считывания моментных данных для передачи в диспетчерские системы (активной и реактивной мощностей, токов, напряжений, частоты) и их отображение	Обязательно
Возможность использования GPRS-сервиса передачи данных с динамическими адресами	Обязательно
Графический интерфейс для отображения и анализа полноты и достоверности данных	Обязательно
Сводная статистическая информация о процессе сбора данных, сбоях, повторяющихся ошибках	Обязательно
Создание динамических групп, определяя правило по которому ТУ принадлежат данной группе	Обязательно
Возможность вхождения групп в группы	Обязательно
Анализ потребления на основе типового текущего потребление по однотипным объектам	Обязательно
Инструментарий для создания аналитических пользовательских алгоритмов достоверизации и контроля	Обязательно
Генерация дополнительных данных по различным алгоритмам	Обязательно

4 ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТАВЩИКУ

4.1. Поставщик должен иметь письменное подтверждение от производителя продукции, предоставляющее право поставлять эту продукцию или являться производителем этой продукции.

4.2. Поставщик должен иметь документы, подтверждающие полномочия Поставщика на предложение, поставку и обслуживание предлагаемой им продукции, если он не является ее производителем (копии дистрибьюторских или дилерских соглашений; оригиналы писем производителей продукции в адрес Заказчика, предоставляющие Поставщику право на предложение этой продукции; иные документы).

4.3. Поставщик должен предоставить сведения о системах работающих, на оборудовании и ПО аналогичном поставляемому, с соизмеримым количеством точек учета. Желательно наличие писем от организаций, работающих с системами на базе этого оборудования и ПО, с оценкой работы существующих систем.

5 ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ ПО И ОБОРУДОВАНИЯ

5.1. Все поставляемое оборудование и ПО проходит входной контроль, осуществляемый представителями филиалов ОАО «МРСК Центра» при получении на склад. В случае выявления дефектов, в том числе и скрытых, поставщик обязан за свой счет заменить поставленную продукцию в недельный срок.

5.2. Поставляемое ПО должно пройти тестирование на предмет корректного выполнения всех возложенных на него функций и соответствия предъявляемым к нему требованиям в расширяемой системе.

5.3. Помимо приобретаемых приборов учета и УСПД, в каждый филиал поставщик должен дополнительно предоставить обменную партию приборов учета и УСПД того же типа, необходимую для оперативной замены приборов учета и УСПД, приобретенных Заказчиком и вышедших из строя в период действия гарантии. Объем такой партии определяется Поставщиком самостоятельно, исходя из среднестатистического процента отказов приборов учета данного вида, и должен обеспечивать выполнение гарантийных обязательств поставщика в течение всего гарантийного срока эксплуатации.

5.4. Перед приемкой ПО в филиалах Поставщик обязан провести презентацию поставляемого ПО для персонала заинтересованных структурных подразделений исполнительного аппарата ОАО «МРСК Центра». По результатам положительного заключения комиссии, состоящей из представителей исполнительного аппарата, ПО может поставляться в филиалы Заказчика. Основным критерием достижения положительного результата презентации ПО является соответствие возможностей ПО требованиям ТЗ.

6 ГАРАНТИЙНЫЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Гарантия на поставляемое оборудование согласно техническим требованиям, приведенным в данном ТЗ. Время начала исчисления гарантийного срока – с момента ввода оборудования в эксплуатацию. Поставщик должен за свой счет и сроки, согласованные с Заказчиком, устранять любые дефекты в поставляемом оборудовании, материалах и выполняемых работах, выявленные в период гарантийного срока. В случае выхода прибора учета из строя в гарантийный период, заказчик отправляет неисправный прибор учета поставщику с приложением паспорта и рекламационного акта установленной формы, содержащего информацию об обстоятельствах возникновения неисправности. Взамен неисправного заказчик предоставляет потребителю аналогичный прибор учета из обменной партии. По окончании гарантийного срока на поставленную партию, приборы учета из неизрасходованной части обменного фонда подлежат возврату заказчиком поставщику. Порядок взаимодействия заказчика и поставщика в описанных случаях, а также формы оформляемых при этом документов определяется сторонами при заключении договора поставки.

7 ОБЯЗАТЕЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

7.1. Поставщик оборудования должен предоставить сертификаты:

- а) соответствия на поставляемую продукцию с приложением на каждое конкретное изделие (при наличии);
- б) санитарно-эпидемиологическое заключение на поставляемую продукцию с приложением на каждое конкретное изделие (при наличии);
- в) паспорта, инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию, технические описания, сертификаты соответствия

7.2. Поставщик оборудования должен иметь сертифицированный сервисный центр на территории деятельности ОАО «МРСК Центра», обеспечивающий возможность замены или ремонта оборудования в течение 3-х суток.

7.3. В технико-коммерческом предложении в обязательном порядке указать перечень, количество и стоимость оборудования с разделением по каждому филиалу, типу оборудования.

7.4. Все поставляемое оборудование должно поставляться в комплектации, достаточной для выполнения монтажных и пусконаладочных работ. Стоимость оборудования должна быть отражена в полном объеме в технико-коммерческом предложении.

7.5. В стоимость оборудования должны быть включены затраты на транспортные расходы.

7.6. В случае привлечения к выполнению поставки Субподрядчика, выбор его согласовывается с Заказчиком. Подрядчик несет полную ответственность за работу Субподрядчика.

7.7. Договора на поставку оборудования по результатам конкурсных процедур заключаются между Подрядчиком и каждым филиалом Заказчика отдельно.

Приложение №1

Объем поставок оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, в том числе по филиалам							
		Брянск- энерго	Кострома- энерго	Орел- энерго	Смоленск- энерго	Тамбов- энерго	Тверь- энерго	Яр- энерго	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета(PLC-технология)	4 051	5 742	2 959	300	2 822	4 277	1 682	21 833
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	210	635	391	2 131	827	1 639	1 167	7 000
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	27	36	26	724	3	146	81	1 043
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	15	30	17	417	30	286	60	855
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	27	41	3	416	27	506	41	1 061

6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	24	31	5	81	23	167	71	402
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	5	37	13	5	4	103	54	221
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0	10	0	0	10
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	11	5	5	0	2	33	10	66
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	95	121	61	1 271	101	575	232	2 456
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	3	15	0	0	0	24	14	56
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	18	52	52	0	0	39	32	193
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	83	0	0	0	2	120	0	205
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	67	9	217	282	69	322	58	1 024

15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	26	49	54	0	26	55	59	269
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	6	4	3	0	2	5	7	27
17	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5	40	0	217	0	50	189	0	496
18	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5	11	0	0	0	14	20	0	45
19	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5	50	0	0	0	4	47	9	110
20	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5	10	0	0	43	0	20	5	78
21	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5	19	0	0	0	1	29	7	56
22	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5	0	0	0	0	0	6	0	6
23	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5	0	5	5	0	2	36	6	54
24	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5	0	0	0	0	0	4	2	6
25	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5	3	0	0	0	0	4	0	7

Приложение №2

**График поставки оборудования в рамках расширения системы
автоматизированного сбора данных учета электрической энергии ОАО
«МРСК Центра»**

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	7 278	7 278	7 277	21 833
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	2 333	2 333	2 334	7 000
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	348	348	347	1 043
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	285	285	285	855
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	354	354	353	1 061
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	134	134	134	402
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	74	74	73	221
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	3	3	4	10
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	22	22	22	66
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	819	819	818	2 456

11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	19	19	18	56
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	64	64	65	193
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	68	68	69	205
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	341	341	342	1 024
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	90	90	89	269
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	9	9	9	27
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	165	165	166	496
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	15	15	15	45
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	37	37	36	110
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	26	26	26	78
21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	19	19	18	56
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	2	2	2	6
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	18	18	18	54
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	2	2	2	6
25	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5</i>	2	2	3	7

В том числе по филиалам:

**График поставки оборудования в рамках расширения системы
автоматизированного сбора данных учета электрической энергии
филиала ОАО «МРСК Центра»-«Брянскэнерго»**

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC- технология)	1 350	1 350	1 351	4 051
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	70	70	70	210
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	9	9	9	27
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	5	5	5	15
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	9	9	9	27
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	8	8	8	24
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	2	2	1	5
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	4	4	3	11
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	32	32	31	95

11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	1	1	1	3
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	6	6	6	18
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	28	28	27	83
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	22	22	23	67
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	9	9	8	26
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	2	2	2	6
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	13	13	14	40
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	4	4	3	11
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	17	17	16	50
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	3	3	4	10
21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	6	6	7	19
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	0	0	0	0
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	0	0	0	0
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	0	0	0	0
25	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5</i>	1	1	1	3

График поставки оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Костромаэнерго»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО

1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета прибором учета (PLC-технология)	1 914	1 914	1 914	5 742
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	212	212	211	635
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	12	12	12	36
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	10	10	10	30
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	14	14	13	41
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	10	10	11	31
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	12	12	13	37
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	2	2	1	5
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	40	40	41	121
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	5	5	5	15
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	17	17	18	52
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	0	0	0	0

14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	3	3	3	9
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	16	16	17	49
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	1	1	2	4
17	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5	0	0	0	0
18	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5	0	0	0	0
19	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5	0	0	0	0
20	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5	0	0	0	0
21	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5	0	0	0	0
22	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5	0	0	0	0
23	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5	2	2	1	5
24	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5	0	0	0	0
25	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5	0	0	0	0

График поставки оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Центра»- "Орелэнерго"

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	986	986	987	2 959
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	130	130	131	391

3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	9	9	8	26
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	6	6	5	17
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	1	1	1	3
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	2	2	1	5
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	4	4	5	13
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	2	2	1	5
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	20	20	21	61
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	0	0	0	0
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	17	17	18	52
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	0	0	0	0
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	72	72	73	217
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	18	18	18	54
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	1	1	1	3

17	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5	72	72	73	217
18	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5	0	0	0	0
19	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5	0	0	0	0
20	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5	0	0	0	0
21	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5	0	0	0	0
22	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5	0	0	0	0
23	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5	2	2	1	5
24	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5	0	0	0	0
25	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5	0	0	0	0

График поставки оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Смоленскэнерго»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	100	100	100	300
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	710	710	711	2 131
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	241	241	242	724
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	139	139	139	417

5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	139	139	138	416
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	27	27	27	81
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	2	2	1	5
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	0	0	0	0
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	424	424	423	1 271
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	0	0	0	0
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	0	0	0	0
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	0	0	0	0
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	94	94	94	282
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	0	0	0	0
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	0	0	0	0
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	0	0	0	0
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	0	0	0	0
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	0	0	0	0
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	14	14	15	43

21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	0	0	0	0
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	0	0	0	0
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	0	0	0	0
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	0	0	0	0
25	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5</i>	0	0	0	0

**График поставки оборудования в рамках расширения системы
автоматизированного сбора данных учета электрической энергии
филиала ОАО «МРСК Центра»- "Тамбовэнерго"**

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	941	941	940	2 822
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	276	276	275	827
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	1	1	1	3
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	10	10	10	30
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	9	9	9	27
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	8	8	7	23

7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	1	1	2	4
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	3	3	4	10
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	1	1	0	2
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	34	34	33	101
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	0	0	0	0
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	0	0	0	0
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	1	1	0	2
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	23	23	23	69
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	9	9	8	26
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	1	1	0	2
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	17	17	16	50
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	5	5	4	14
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	1	1	2	4
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	0	0	0	0
21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	0	0	1	1
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	0	0	0	0
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	1	1	0	2
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	0	0	0	0

25	Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5	0	0	0	0
----	--	---	---	---	---

График поставки оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Тверьэнерго»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:			
		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	1 426	1 426	1 425	4 277
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	546	546	547	1 639
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	49	49	48	146
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	95	95	96	286
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	169	169	168	506
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	56	56	55	167
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	34	34	35	103
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	11	11	11	33

10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	192	192	191	575
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	8	8	8	24
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	13	13	13	39
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	40	40	40	120
14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	107	107	108	322
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	18	18	19	55
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	2	2	1	5
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	63	63	63	189
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	7	7	6	20
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	16	16	15	47
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	7	7	6	20
21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	10	10	9	29
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	2	2	2	6
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	12	12	12	36
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	1	1	2	4
25	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5</i>	1	1	2	4

График поставки оборудования в рамках расширения системы автоматизированного сбора данных учета электрической энергии филиала ОАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»

№ п/п	Наименование оборудования	Количество оборудования (шт.) к поставке, с момента подписания договора, не позднее:
--------------	----------------------------------	---

		1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	ИТОГО
1	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 1-фазным прибором учета (PLC-технология)	561	561	560	1 682
2	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета прямого включения (PLC-технология)	389	389	389	1 167
3	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 100/5	27	27	27	81
4	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 150/5	20	20	20	60
5	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 200/5	14	14	13	41
6	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 300/5	24	24	23	71
7	Блок измерения и защиты (БиЗ) в сборе, оборудованный 3-фазным прибором учета трансформаторного включения (PLC-технология) и ТТ 400/5	18	18	18	54
8	Прибор учета 3-фазный прямого включения (PLC-технология)	0	0	0	0
9	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (PLC-технология)	3	3	4	10
10	Шкаф УСПД (PLC-технология) для установки на ТП 6-10/0,4 кВ в сборе	77	77	78	232
11	Прибор учета 3-фазный прямого включения (GSM-технология)	5	5	4	14
12	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения (GSM-технология)	11	11	10	32
13	Прибор учета 3-фазный прямого включения 220/380 В (RS-485)	0	0	0	0

14	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 220/380 В включения (RS-485)	19	19	20	58
15	Прибор учета 3-фазный трансформаторного включения 57,7/100 В (RS-485)	20	20	19	59
16	Шкаф УСПД (RS-485) для установки на ПС 110,35 кВ в сборе	2	2	3	7
17	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 100/5</i>	0	0	0	0
18	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 150/5</i>	0	0	0	0
19	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 200/5</i>	3	3	3	9
20	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 300/5</i>	2	2	1	5
21	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 400/5</i>	2	2	3	7
22	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 500/5</i>	0	0	0	0
23	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 600/5</i>	2	2	2	6
24	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 800/5</i>	1	1	0	2
25	<i>Комплект трансформаторов тока 0,66 кВ 1000/5</i>	0	0	0	0

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность исполнителя	Фамилия, имя, отчество	Подпись	Дата
ОАО «МРСК Центра»	Заместитель начальника департамента АСТУ – начальник отдела АСКУЭ	Маслов В.В.		
ОАО «МРСК Центра»	Ведущий специалист	Лютыч А.И.		