

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ № 44595-10), представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передачу в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объекта и средств измерений со стороны серверов организаций-участников оптового рынка электроэнергии к измерительно-вычислительному комплексу (далее - ИВК), устройству сбора и передачи данных (далее - УСПД);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и полученной информации от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка аппаратных ключей, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (СОЕВ) в АИИС КУЭ (синхронизация времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень: измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии; класса точности 0,5 и 1 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии; вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, размещенные на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» (г. Иркутск, Иркутская область) (33 точки измерений).

2-й уровень: информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ) на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327, включающие технические средства приема-передачи данных, технические средства для разграничения доступа к информации.

3-й уровень: измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), располагается в центре сбора информации (ЦСИ) ПАО «Иркутскэнерго», включающий каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ с программным обеспечением АльфаЦЕНТР AC\_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии, на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ) и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

ИИК, ИВКЭ, ИВК, объединенные средствами связи, образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Принцип действия АИИС КУЭ: первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются за 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по шине интерфейса RS-422/485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение, накопление и передача результатов измерений в ИВК ПАО «Иркутскэнерго» (сервер БД). Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485.

Все каналы связи являются защищенными и имеют ограниченный набор команд. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации производится с помощью программного обеспечения в УСПД. Значения пересчетных коэффициентов трансформации защищены от изменения путём включения в хэш-код идентификационных признаков.

В случае аварийного отсутствия связи (физического разрыва или неисправности оборудования связи) между электросчетчиками и УСПД предусмотрен сбор информации непосредственно с электросчетчика, при помощи переносного инженерного пульта, с последующей выгрузкой собранной информации в базу данных ИВК ПАО «Иркутскэнерго».

С УСПД измерительные сигналы в цифровой форме поступают на сервер БД (ИВК) ПАО «Иркутскэнерго», где проводится контроль достоверности измерительной информации. Сигналы содержат информацию о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий УСПД и счетчиков электроэнергии) на подстанциях сальдо-перетоков ООО «Иркутская Энергосбытовая компания». Временная задержка поступления информации не более 30 мин. По запросу возможно получение всей информации, хранящейся в базе данных АИИС.

Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ПАО «Иркутскэнерго» и затем с ИВК осуществляется посредством линий связи ООО «Иркутскэнергосвязь», образуя основной канал передачи данных. Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, а также хранение и отображение информации. Для контроля и мониторинга работы системы по подстанциям сальдо-перетоков ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» предусмотрены АРМы (персональные компьютеры). По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы

работы и выполняется предусмотренная программным обеспечением обработка измерительной информации, ее формирование, оформление справочных и отчетных документов. Отчетные документы, содержащие информацию о результатах 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии и о состоянии средств измерений, передаются в вышестоящие организации и смежные энергосистемы по основному и резервному каналам связи.

АИИС КУЭ осуществляет обмен данными с АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи в формате xml-файлов. Передача результатов измерений, информации о состоянии объекта и средств измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК ПАО «Иркутскэнерго» с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов. Передача полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), в АО «АТС» и АО «СО ЕЭС» осуществляется с ИВК через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях иерархии, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС либо глобальной системы позиционирования GPS. На уровне ИВК ПАО «Иркутск-энерго» установлено УССВ на базе УССВ-2 (Госреестр СИ № 54074-13) с ГЛОНАСС/GPS-приемником сигналов времени. Настройка системных часов сервера БД ИВК ПАО «Иркутск-энерго» выполняется с помощью программного обеспечения AC\_Time непосредственно от УССВ, которое синхронизирует часы при расхождении более, чем на  $\pm 1$  с, сличение ежесекундное. Корректировка внутренних часов УСПД (ИВКЭ) осуществляется от УССВ-2, установленных на каждой подстанции, коррекция происходит в случае расхождения часов более, чем на  $\pm 1$  с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии (уровень ИИК) сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами УСПД (ИВКЭ) не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более  $\pm 2$  с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике. Все действия по синхронизации внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней. Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5,0$  с/сут.

### **Программное обеспечение**

Все функции АИИС по обработке измерительных и служебных данных реализуются программно. Программное обеспечение имеет модульную структуру, которая обеспечивает построение отказоустойчивого, масштабируемого программно-технического комплекса. В состав ПО АИИС КУЭ входит: специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии, УСПД и ПО сервера БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему ОС не ниже «Microsoft Windows 2000», прикладное ПО (СУБД «Oracle 9i» - система управления базами данных) и специализированное ПО «АльфаЦЕНТР». Программные средства на АРМ содержат: ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional», программный пакет «MS Office» - набор офисных приложений служит для просмотра отчетных форм.

В состав ПО для передачи данных в Программно-аппаратный комплекс Коммерческого оператора (ОАО «АТС») с использованием ЭЦП входят следующие программные продукты: средство криптографической защиты информации (СКЗИ) КриптоПро CSP, программный продукт CryptoEnergyPro, программный продукт CryptoSendMail, драйверы и утилиты, обеспечивающие согласованную работу указанных выше программ.

ПО «АльфаЦЕНТР» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации от 31 мая 2012 г. № АПО-001-12 выдано ФГУП «ВНИИМС».

Состав и идентификационные данные ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Управление сбором данных осуществляется при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на сервере ИВК. Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. ПО и конструкция счетчиков, УСПД и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения его параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, УСПД и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли);
- средства защиты на физическом уровне (HASP-ключи).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий по Р 50.2.077-2014.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет  $\pm 1$  единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР» и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

### **Метрологические и технические характеристики**

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов, заводских номеров и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Но- мер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Измерительные компоненты		Ктт· Ктн	Наименование измеряемой величины
		Вид СИ, класс точности, коэффициент передачи	Обозначение, тип, номер Госреестра СИ, заводские номера		
1	2	3	4	5	6
1 - 5	ПС Тайшет	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008610		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001621		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
1	ВЛ-500 кВ №503	ТТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =3150/1	ТФНКД-500-П ГР № 3639-73 Зав.№ 267/245 (фаза А) Зав.№ 268/241 (фаза В) Зав.№ 261/232 (фаза С)	15750000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> = 500000/√3/100/√3	СРТf 550 ГР № 29695-08 ТН-1 (в сторону ВЛ): Зав.№ 30068142 (фаза А) Зав.№ 30068125 (фаза В) Зав.№ 30068144 (фаза С) ТН-2 (в сторону СШ): Зав.№ 30068124 (фаза А) Зав.№ 30068143 (фаза В) Зав.№ 30068126 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283966		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
2	ВЛ-500 кВ №504	ТТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =3150/1	ТФЗМ-500Б-1 У1 ГР № 3639-73 Зав.№ 327/300 (фаза А) Зав.№ 323/302 (фаза В) Зав.№ 323/304 (фаза С)	15750000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> =500000 /√3/100/√3	СРТf 550 ГР № 29695-08 ТН-1 (в сторону ВЛ): Зав.№ 30055642 (фаза А) Зав.№ 30055643 (фаза В) Зав.№ 30055644 (фаза С) ТН-2 (в сторону СШ): Зав.№ 30055645 (фаза А) Зав.№ 30055646 (фаза В) Зав.№ 30055647 (фаза С)		Напряжение первичное

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283969		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
3	ВЛ-110 кВ С-43	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 4408 (фаза А) Зав.№ 4380 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283967		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
4	ВЛ-110 кВ С-46	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 4392 (фаза А) Зав.№ 4366 (фаза С)	220000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283972		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
5	ОВ-110 кВ	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ}=1000/5$	VIS WI 110 ГР № 37750-08 Зав.№ 12/0731402 (фаза А) Зав.№ 12/0731403 (фаза С)	220000	Ток первичный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 ТН-1: Зав.№ 1487616 (фаза А) Зав.№ 1487615 (фаза В) Зав.№ 1487614 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1487905 (фаза А) Зав.№ 1487900 (фаза В) Зав.№ 1487679 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01247204		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
ПС Тайшет- Запад		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008604		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001617		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
6	ВЛ-110 кВ С-61	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=500/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 1004 (фаза А) Зав.№ 1005 (фаза В) Зав.№ 1007 (фаза С)	110000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-13 Зав.№ 1399 (фаза А) Зав.№ 1422 (фаза В) Зав.№ 1780 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283958		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
ПС Юрты		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008609		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001613		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
7	ВЛ-110 кВ С-60	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=500/5$	ТФЗМ-110Б-ШУ1 ГР № 2793-71 Зав.№ 1006 (фаза А) Зав.№ 1008 (фаза В) Зав.№ 1009 (фаза С)	110000	Ток первичный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 Зав.№ 961515 (фаза А) Зав.№ 961520 (фаза В) Зав.№ 961516 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч} = 1$ $R = 5000 \text{имп/кВт(квар)} \cdot \text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283973		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
ПС Кунерма		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008896		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001614		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
8	ВЛ-220 кВ КС-33	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	ТФЗМ-220Б-ШУ1 ГР № 3694-73 Зав.№ 9708 (фаза А) Зав.№ 9686 (фаза С)	264000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 1489623 (фаза А) Зав.№ 1489633 (фаза В) Зав.№ 1489622 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч} = 1$ $R = 5000 \text{имп/кВт(квар)} \cdot \text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261887		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
ПС Дабан		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008813		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001619		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
9	ВЛ-220 кВ УД-32	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ} = 600/5$	ТФЗМ-220Б-ШУ1 ГР № 3694-73 Зав.№ 9866 (фаза А) Зав.№ 9879 (фаза В) Зав.№ 9894 (фаза С)	264000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН} = 220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 30043 (фаза А) Зав.№ 29989 (фаза В) Зав.№ 30080 (фаза С)		Напряжение первичное

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283984		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
	ПС Ключи	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008611		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001615		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
10	ВЛ-220 кВ №582	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=2000/1$	TG-245 ГР № 15651-12 Зав.№ 1475/06 (фаза А) Зав.№ 1479/06 (фаза В) Зав.№ 1473/06 (фаза С)	4400000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	СРВ-245 ГР №15853-06 ТН-1 Зав.№ 8727563 (фаза А) Зав.№ 8727561 (фаза В) Зав.№ 8727562 (фаза С) ТН-2 Зав.№ 8727564 (фаза А) Зав.№ 8727560 (фаза В) Зав.№ 8727565 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283970		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
11 -13	ПС БЦБК	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008607		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001610		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
11	ВЛ-220 кВ ВБ-272	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3343 (фаза А) Зав.№ 2862 (фаза В) Зав.№ 3308 (фаза С)	440000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 34807 (фаза А) Зав.№ 49769 (фаза В) Зав.№ 34915 (фаза С)		Напряжение первичное

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283971		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
12	ВЛ-220 кВ МБ-273	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3367 (фаза А) Зав.№ 5580 (фаза В) Зав.№ 5590 (фаза С)	440000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 Зав.№ 42751 (фаза А) Зав.№ 42978 (фаза В) Зав.№ 42763 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283962		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
13	ОВ-220 кВ	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФЗМ-220Б-IV У1 ГР № 6540-78 Зав.№ 3421 (фаза А) Зав.№ 3390 (фаза В) Зав.№ 2890 (фаза С)	440000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НКФ-220-58 ГР № 1382-60 ТН-1: Зав.№ 34807 (фаза А) Зав.№ 49769 (фаза В) Зав.№ 34915 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 42751 (фаза А) Зав.№ 42978 (фаза В) Зав.№ 42763 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (A)/0,5 (R) $K_{CЧ}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283963		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
14- 15	ПС Байкальск	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008606		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001616		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
14	Ввод 27,5кВ Т-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФНД-35М ГР № 3689-73 Зав.№ 163 (фаза А) Зав.№ 114 (фаза В)	55000	Ток первичный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 Зав.№ 963435 (фаза А) Зав.№ 953429 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283981		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
15	Ввод 27,5кВ Т-2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТФНД-35М ГР № 3689-73 Зав.№ 2504 (фаза А) Зав.№ 83 (фаза С)	55000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=27500/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 Зав.№ 956493 (фаза А) Зав.№ 956485 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283983		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
16, 17	ПС Слюдянка	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008615		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001623		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
16	ВЛ-110 кВ КЗМ-135	ТТ КТ 0,5S $K_{ТТ}=100/5$	ТБМО-110 ГР № 23256-11 Зав.№ 3635 (фаза А) Зав.№ 3634 (фаза С)	22000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НАМИ-110 УХЛ1 ГР № 24218-13 ТН-1: Зав.№ 571 (фаза А) Зав.№ 567 (фаза В) Зав.№ 583 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 558 (фаза А) Зав № 1204 (фаза В) Зав.№ 1241 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000$ имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283982		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
17	ВЛ-35 кВ КЗМ-386	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=50/5$	ТОЛ-35 ГР № 21256-07 Зав.№ 922 (фаза А) Зав.№ 825 (фаза С)	3500	Ток первичный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=35000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ЗНОМ-35-65 ГР № 912-70 ТН-1: Зав.№ 972911 (фаза А) Зав.№ 1143509 (фаза В) Зав.№ 960832 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 1382675 (фаза А) Зав.№ 1464326 (фаза В) Зав.№ 1143512 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283980		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
18 -20	ПС Ново- бирюсинск	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008614		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001624		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
18	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, Ввод № 1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=600/5$	ТОЛ-СЭЩ-10 ГР № 32139-11 Зав.№ 05870 (фаза А) Зав.№ 05862 (фаза В) Зав.№ 05239 (фаза С)	12000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НАМИ-10 ГР № 11094-87 Зав.№ 2988		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283965		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
19	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, Ввод № 2	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=1000/5$	ТВЛМ-10 ГР № 1856-63 Зав.№ 17096 (фаза А) Зав.№ 17025 (фаза С)	20000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 3688		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{СЧ}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283968		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	ПС №15 «Новобирю- синск» 110/10 кВ, КЛ-10 кВ фидер 15-16	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=100/5$	ТОЛ-10 ГР № 7069-02 Зав.№ 49821 (фаза А) Зав.№ 41937 (фаза В) Зав.№ 42565 (фаза С)	2000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	НТМИ-10-66 ГР № 831-69 Зав.№ 3688		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1802RAL-P4GB-DW-3 ГР № 31857-11 Зав.№ 01283976		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
ПС Быстрая	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008605	Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время		
	УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001622	Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений		
21	яч. №2 Ввод 6 кВ Т-1	ТТ КТ 0,5 $K_{ТТ}=400/5$	ТОЛ-10 ГР № 26198-03 Зав.№ 22176 (фаза А) Зав.№ 22175 (фаза В) Зав.№ 22177 (фаза С)	4800	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 $K_{ТН}=6000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	3хЗНОЛП-6 ГР № 2611-70 Зав.№ 2283 (фаза А) Зав.№ 2256 (фаза В) Зав.№ 2281 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,5S (А)/1(R) $K_{Сч}=1$ $R=5000\text{имп/кВт(квар)}\cdot\text{ч}$	АЛЬФА А1800 А1805RLQM-P4GB1-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01247089		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
22 -25	ПС Озерная	УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008617	Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время	
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001611	Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений	
22	ВЛ-500 кВ Богучанская ГЭС - Озерная	ТТ КТ 0,2S $K_{ТТ}=3150/1$	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 13/127316 (фаза А) Зав.№ 13/127315 (фаза В) Зав.№ 13/127317 (фаза С)	17325000	Ток первичный

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
		<p>ТН КТ 0,2 <math>K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}</math></p>	<p>2хТЕМР 550 ГР № 25474-03 ТН-1: Зав.№ 5010273-006 (фаза А) Зав.№ 5010273-005 (фаза В) Зав.№ 5010273-007 (фаза С) ТН-2: Зав.№ 5010273-003 (фаза А) Зав.№ 5010273-002 (фаза В) Зав.№ 5010273-009 (фаза С)</p>		<p>Напряжение первичное</p>
		<p>Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) <math>K_{СЧ}=1</math> <math>R=5000</math>имп/кВт(квар)·ч</p>	<p>АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261863</p>		<p>Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время</p>
23	УШР ВЛ № 576	<p>ТТ КТ 0,2S <math>K_{ТТ}=3150/1</math></p>	<p>SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 13/127308 (фаза А) Зав.№ 13/127307 (фаза В) Зав.№ 13/127306 (фаза С)</p>	17325000	<p>Ток первичный</p>
		<p>ТН КТ 0,2 <math>K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}</math></p>	<p>ТЕМР 550 ГР № 25474-03 Зав.№ 5010273-001 (фаза А) Зав.№ 5010273-004 (фаза В) Зав.№ 5010273-008 (фаза С)</p>		<p>Напряжение первичное</p>
		<p>Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) <math>K_{СЧ}=1</math> <math>R=5000</math>имп/кВт(квар)·ч</p>	<p>АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01261864</p>		<p>Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время</p>
24	ВЛ-500 кВ Ангара - Озерная (579)	<p>ТТ КТ 0,2S <math>K_{ТТ}=3150/1</math></p>	<p>SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 12/113970 (фаза А) Зав.№ 12/113969 (фаза В) Зав.№ 12/113968 (фаза С)</p>	17325000	<p>Ток первичный</p>
		<p>ТН КТ 0,2 <math>K_{ТН}=550000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}</math></p>	<p>2хТЕМР 550 ГР № 25474-03 ТН-1: Зав.№ Т11269901 (фаза А) Зав.№ Т11269902 (фаза В) Зав.№ Т11269903 (фаза С) ТН-2: Зав.№ Т11269801 (фаза А) Зав.№ Т11269802 (фаза В) Зав.№ Т11269803 (фаза С)</p>		<p>Напряжение первичное</p>
		<p>Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) <math>K_{СЧ}=1</math> <math>R=5000</math>имп/кВт(квар)·ч</p>	<p>АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01243171</p>		<p>Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время</p>

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	УШР ВЛ № 579	ТТ КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> =3150/1	SAS 550 ГР № 25121-07 Зав.№ 12/113961 (фаза А) Зав.№ 12/113959 (фаза В) Зав.№ 12/113960 (фаза С)	17325000	Ток первичный
		ТН КТ 0,2 К <sub>ТН</sub> =550000/√3/100/√3	ТЕМР 550 ГР № 25474-03 Зав.№ Т11269804 (фаза А) Зав.№ Т11269805 (фаза В) Зав.№ Т11269806 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S(A) / 0,5(R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RALXQV-P4GB-W-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01243165		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
Мамаканская ГЭС		УСПД	RTU-327LV ГР № 41907-09 Зав.№ 008608		Энергия активная, ре- активная, мощность активная, реактивная, календарное время
		УССВ	УССВ-2 ГР № 54074-13 Зав.№ 001612		Прием, передача сиг- налов даты и времени; установка и корректи- ровка их значений
26	ВЛ 110 кВ «Мамакан- Мусковит» (1С)	ТТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5	ТФНД-110М ГР № 2793-71 Зав.№ 418 (фаза А) Зав.№ 231 (фаза С)	22000	Ток первичный
		ТН КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> = 110000/√3/100/√3	НКФ-110-57 ГР № 1188-58 Зав.№ 761896 (фаза А) Зав.№ 771619 (фаза В) Зав.№ 754053 (фаза С)		Напряжение первичное
		Счетчик КТ 0,2S (А)/0,5 (R) K <sub>СЧ</sub> =1 R=5000имп/кВт(квар)·ч	АЛЬФА А1800 А1802RL-P4GB-DW-4 ГР № 31857-11 Зав.№ 01172995		Энергия активная, реактивная, мощность активная, реактивная, календарное время
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Допускается замена измерительных компонентов на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как перечисленные в таблице 2.</p> <p>2 Замена оформляется актом в установленном в ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>					

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики Альфа А1800 (параметры надежности:  $T_0$  не менее 120000 ч;  $t_6$  не более 2 ч);
- УСПД серии RTU-327 (параметры надежности:  $T_0$  не менее 50000 ч;  $t_6$  не более 24 ч);
- сервер БД, коммутатор (параметры надежности  $K_T$  не менее 0,99;  $t_6$  не более 1 ч);
- устройство синхронизации системного времени УССВ-2 ( $K_T$  не менее 0,95;  $t_6$  не более 168 ч).

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от ИИК к ИВКЭ (резервный канал связи - резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи - коммутируемое соединение GSM); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);
- наличие ЗИП, эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов: пломбирование электросчётчика, вторичных цепей испытательных коробок, УСПД;

Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчики Альфа А1800 имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована) по 4-м каналам - на глубину 180 дней;
- УСПД серии RTU-327 - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 210 суток, сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет (функция автоматизирована);
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач $\cos \varphi$	$\pm d_{2\%P}$ , %	$\pm d_{5\%P}$ , %	$\pm d_{20\%P}$ , %	$\pm d_{100\%P}$ , %
	ТТ	ТН	Сч.		для диапазона $W_{P2\%} \leq W_{Ризм} < W_{P5\%}$	для диапазона $W_{P5\%} \leq W_{Ризм} < W_{P20\%}$	для диапазона $W_{P20\%} \leq W_{Ризм} < W_{P100\%}$	для диапазона $W_{P100\%} \leq W_{Ризм} \leq W_{P120\%}$
10, 22-25	0,2S	0,2	0,2S	1	1,2	0,8	0,7	0,7
				0,8	1,4	1,0	0,9	0,9
				0,5	2,1	1,4	1,1	1,1
5, 16	0,5S	0,5	0,2S	1	1,9	1,2	1,0	1,0
				0,8	2,9	1,8	1,4	1,4
				0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
1 - 4	0,5	0,2	0,2S	1	не нормируют	1,8	1,1	0,9
				0,8	не нормируют	2,9	1,6	1,2
				0,5	не нормируют	5,3	2,8	2,0
6 - 9, 11-15, 17-21, 26	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3

№ ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm d_{2\%Q}$ , % для диапазона $W_{Q2\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q5\%}$	$\pm d_{5\%Q}$ , % для диапазона $W_{Q5\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q20\%}$	$\pm d_{20\%Q}$ , % для диапазона $W_{Q20\%} \leq W_{Qизм} < W_{Q100\%}$	$\pm d_{100\%Q}$ , % для диапазона $W_{Q100\%} \leq W_{Qизм} \leq W_{Q120\%}$
	ТТ	ТН	Сч.					
10, 22-25	0,2S	0,2	0,5	0,8/0,6	2,3	1,8	1,5	1,5
				0,5/0,87	2,0	1,8	1,5	1,5
5, 16	0,5S	0,5	0,5	0,8/0,6	4,5	2,7	2,2	2,2
				0,5/0,87	2,8	1,9	1,7	1,7
1 - 4	0,5	0,2	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,5	2,5	2,0
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	1,9	1,6
6 - 9, 11-15, 17-21, 26	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8

**Примечания**

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения 30-минутных приращений электроэнергии и средней мощности;

2 Нормальные условия:

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001, для счетчиков, УСПД, ИВК и УССВ-2 (20±2) °С;
- диапазон напряжения (0,98-1,02)  $U_{ном}$ ; частота (50±0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,05 мТл.

3 Рабочие условия:

- допускаемая температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 45 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С, для УСПД от 0 до плюс 70 °С, для ИВК (20±10) °С, для УССВ-2 от минус 10 до плюс 55 °С;
- диапазон напряжения (0,9-1,1)  $U_{ном}$ ; частота (50±1,5) Гц.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для колебаний температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии в процессе выполнения измерений (20±5) °С.

5 В Табл. 3 приняты следующие обозначения:

- $W_{P2\%}$  ( $W_{Q2\%}$ ) - значение электроэнергии при 2%-ной нагрузке (минимальная нагрузка);
- $W_{P5\%}$  ( $W_{Q5\%}$ ) - значение электроэнергии при 5%-ной нагрузке;
- $W_{P20\%}$  ( $W_{Q20\%}$ ) - значение электроэнергии при 20%-ной нагрузке;
- $W_{P100\%}$  ( $W_{Q100\%}$ ) - значение электроэнергии при 100%-ной нагрузке (номинальная нагрузка);
- $W_{P120\%}$  ( $W_{Q120\%}$ ) - значение электроэнергии при 120%-ной нагрузке (максимальная нагрузка).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии.

**Комплектность средства измерений**

приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

№ п/п	Наименование	Номер Госреестра СИ	Класс точности СИ, количество, шт.
1	2	3	4
1	Основные измерительные средства учета электроэнергии и мощности		
1.1	Измерительные трансформаторы тока		
1.1.1	SAS 550	ГР № 25121-07	КТ 0,2S (12 шт.)

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
1.1.2	ТФЗМ-500Б-I У1	ГР № 3639-73	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.3	ТФНКД-500-П	ГР № 3639-73	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.4	TG-245	ГР № 15651-06	КТ 0,2S (3 шт.)
1.1.5	ТФЗМ-220Б-ШУ1	ГР № 3694-73	КТ 0,5 (6 шт.)
1.1.6	ТФЗМ-220Б-IV У1	ГР № 6540-78	КТ 0,5 (9 шт.)
1.1.7	VIS WI 110	ГР № 37750-08	КТ 0,5S (2 шт.)
1.1.8	ТБМО-110	ГР № 23256-05	КТ 0,5S (2 шт.)
1.1.9	ТФЗМ-110Б-ШУ1	ГР № 2793-71	КТ 0,5 (10 шт.)
1.1.10	ТФНД-110М	ГР № 2793-71	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.11	ТОЛ-35	ГР № 21256-03	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.12	ТФНД-35М	ГР № 3689-73	КТ 0,5 (4 шт.)
1.1.13	ТВЛМ-10	ГР № 1856-63	КТ 0,5 (2 шт.)
1.1.14	ТОЛ-10	ГР № 7069-02	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.15	ТОЛ-10	ГР № 26198-03	КТ 0,5 (3 шт.)
1.1.16	ТОЛ-СЭЦ-10	ГР № 32139-06	КТ 0,5 (3 шт.)
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения		
1.2.1	СРТf 550	ГР № 29695-08	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.2	ТЕМР 550	ГР № 25474-03	КТ 0,2 (18 шт.)
1.2.3	СРВ-245	ГР №15853-06	КТ 0,2 (6 шт.)
1.2.4	НКФ-220-58	ГР № 1382-60	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2.5	НАМИ-110 УХЛ1	ГР № 24218-03	КТ 0,5 (9 шт.)
1.2.6	НКФ-110-57	ГР № 1188-58	КТ 0,5 (12 шт.)
1.2.7	ЗНОМ-35-65	ГР № 912-70	КТ 0,5 (10 шт.)
1.2.8	НАМИ-10	ГР № 11094-87	КТ 0,5 (1 шт.)
1.2.9	НТМИ-10-66	ГР № 831-69	КТ 0,5 (1 шт.)
1.2.10	ЗНОЛП-6	ГР № 2611-70	КТ 0,5 (3 шт.)
1.3	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800		
1.3.1	A1802RAL-P4GB-DW-4	ГР № 31857-11	КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (13 шт.)
1.3.2	A1802RAL-P4GB-DW-3		КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (7 шт.)
1.3.3	A1802RALXQV-P4GB-W-4		КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (4 шт.)
1.3.4	A1802RL-P4GB-DW-4		КТ 0,2S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 0,5(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (1 шт.)
1.3.5	A1805RLQM-P4GB1-DW-4		КТ 0,5S(A) по ГОСТ Р 52323-2005 1(R) по ГОСТ Р 52425-2005 (1 шт.)
1.4	Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327		
1.4.1	RTU-327LV	ГР № 41907-09	сбор измерительной информации от счетчиков (13 шт.)
1.5	Устройства синхронизации системного времени (УССВ)		

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
1.5.1	УССВ-2	ГР № 54074-13	Прием, передача сигналов даты и времени; установка и корректировка значений времени и даты в компонентах АИИС КУЭ (13 шт.)
1.6	Сервер (ИБК), коммуникатор		
1.6.1	Сервер базы данных (БД)	-	сбор измерительной информации с УСПД и/или счетчиков (1 шт.)
2	Программные компоненты		
2.1	Системное (базовое) ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	ОС «Microsoft Windows 2000» ОС «Microsoft Windows XP Professional»
2.2	Прикладное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	-	СУБД «Oracle 9i»; «Microsoft Office»
2.3	Специализированное ПО, установленное на компьютере типа IBM PC	ГР № 44595-10	ПО «АльфаЦЕНТР», модуль AC_LapTop - для ноутбука
2.4		-	КриптоПро CSP, CryptoEnergyPro, CryptoSendMail
2.5	Специализированное встроенное ПО УСПД	ГР № 41907-09	ПО «АльфаЦЕНТР» модуль RTU-327
2.6	Специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии	ГР № 31857-11	ПО «Metercat»
3	Эксплуатационная документация		
3.1	Методика поверки АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.2	Паспорт-формуляр АИИС КУЭ	-	1 экз.
3.3	Техническая документация на комплектующие изделия	-	1 комплект

### Поверка

осуществляется по документу МП 005-2016 «Методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии», утвержденному Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» 14.11.2016 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом ДИЯМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных серии RTU-327 в соответствии с документом ДИЯМ 466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- ntp-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты;
- переносной инженерный пульт - ноутбук с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- программный пакет АльфаЦЕНТР AC\_SE-5000, ПО «Metercat» для конфигурации и опроса счетчиков Альфа А1800.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием АИИС КУЭ ПАО «Иркутскэнерго» Иркутская ТЭЦ-10», разработанном и аттестованном Восточно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2014 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Иркутская Энергосбытовая компания» в части сальдо-перетоков электроэнергии**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

#### **Изготовитель**

ЗАО «ИРМЕТ»

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А

Адрес: 664075, г. Иркутск, а/я 3857

Телефон (факс): (3952) 225-303

Web-сайт: <http://irmet.ru>; E-mail: [irmet@es.irkutskenergo.ru](mailto:irmet@es.irkutskenergo.ru)

#### **Испытательный центр**

Восточно-Сибирский филиал ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Восточно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Юридический адрес: 141570, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус 11

Адрес: 664056, г.Иркутск, ул. Бородина,57

Телефон: (3952)46-83-03; Факс: (3952)46-38-48

Web-сайт: <http://www.vniiftri-irk.ru>; E-mail: [office@niiftri.irk.ru](mailto:office@niiftri.irk.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 07.10.2013 г.

#### **Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.