

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «29» марта 2021 г. №425

Регистрационный № 81313-21

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» филиал Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии

**Назначение средства измерений**

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

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-325 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC\_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская Энергоугольная Компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» 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. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC (SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УССВ-2 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 54074-13), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более  $\pm 1$  мкс. ИВК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 150 мс. Корректировка внутренних часов УСПД осуществляется от соответствующего ИВК, коррекция происходит в случае расхождения часов более 1 с при сличении каждые 30 мин. Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами соответствующего УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны УСПД при расхождении более 1 с и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

**Метрологические и технические характеристики**

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

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

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ГЭС 1Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	RTU-325-E1-512-M4-B8 Пер. № 37288-08  УССВ-2 Пер. № 54074-13
2	Иркутская ГЭС 2Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
3	Иркутская ГЭС 3Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
4	Иркутская ГЭС 4Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
5	Иркутская ГЭС 5Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
6	Иркутская ГЭС 6Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ТТ</sub> = 5000/5 Пер. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Пер. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Иркутская ГЭС 7Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ГТ</sub> = 5000/5 Per. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Per. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	RTU-325- E1-512-M4- B8 Per. № 37288-08  УССВ-2 Per.№ 54074-13
8	Иркутская ГЭС 8Г	KOKS 24D11 КТ 0,2 K <sub>ГТ</sub> = 5000/5 Per. № 34191-07	GSES24D КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> = 15000/√3/100/√3 Per. № 39350-08	АЛЬФА A1802RAL-P4GB- DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	
9	Иркутская ГЭС ОРУ-220 кВ, 1В-2АТ	SB-0,8 КТ 0,5 K <sub>ГТ</sub> = 1000/1 Per. № 20951-06	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 Per. № 14626-00	АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	
10	Иркутская ГЭС ОРУ-220 кВ, 2В-2АТ	SB-0,8 КТ 0,5 K <sub>ГТ</sub> = 1000/1 Per. № 20951-06		АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	
11	Иркутская ГЭС ОРУ-220 кВ, 1В-3АТ	SB-0,8 КТ 0,5 K <sub>ГТ</sub> = 1000/1 Per. № 20951-06		АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	
12	Иркутская ГЭС ОРУ-220 кВ, 2В-3АТ	SB-0,8 КТ 0,5 K <sub>ГТ</sub> = 1000/1 Per. № 20951-06		АЛЬФА A1802RALX- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Per. № 31857-11	
13	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Кировская с отпайками	ВСТ КТ 0,5 K <sub>ГТ</sub> = 1500/5 Per. № 28930-05		ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Per. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Per. № 14205-05 ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 K <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Per. № 26452-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Мельниково с отпайками	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
15	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово I цепь с отпайками	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
16	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово II цепь с отпайками	ВСТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 28930-05	ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-325- E1-512-M4- B8 Рег. № 37288-08
17	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово III цепь с отпайками	ВСТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 28930-05	ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	УСЦБ-2 Рег.№ 54074-13
18	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово	ВСТ КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
19	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Южная I цепь	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Иркутская ГЭС- Южная II цепь	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/5 Пер. № 37750-08	ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857- 11	
21	Иркутская ГЭС ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI КТ 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1500/5 Пер. № 37750-08	ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04	АЛЬФА A1802RAL- P4GB-DW-4 КТ 0,2S (A)/0,5 (R) Пер. № 31857- 11	
22	Иркутская ГЭС КРУ-6 кВ 1С, яч.2,ЛЭП-6 кВ фидер-1 Иркутская ГЭС – Водозаборная станция (1 очередь)	ТПУ 4 КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Пер. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6300/√3/100/√3 Пер. № 17083-08	АЛЬФА A1805RLQ- P4G-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857- 06	RTU-325- E1-512-M4- B8 Пер. № 37288-08
23	Иркутская ГЭС КРУ-6 кВ 2С, яч.8,ЛЭП-6 кВ фидер-2 Иркутская ГЭС – Водозаборная станция (1 очередь)	ТПУ 4 КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Пер. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6300/√3/100/√3 Пер. № 17083-08	АЛЬФА A1805RLQ- P4G-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857- 06	УССВ-2 Пер.№ 54074-13
24	Иркутская ГЭС КРУ-6 кВ 3С, яч.1,ЛЭП-6 кВ фидер-3 Иркутская ГЭС – Водозаборная станция (2 очередь)	ТПУ 4 КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Пер. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6300/√3/100/√3 Пер. № 17083-08	АЛЬФА A1805RLQ- P4G-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857- 06	
25	Иркутская ГЭС КРУ-6 кВ 4С, яч.8,ЛЭП-6 кВ фидер-4 Иркутская ГЭС – Водозаборная станция (2 очередь)	ТПУ 4 КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 200/5 Пер. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6300/√3/100/√3 Пер. № 17083-08	АЛЬФА A1805RLQ- P4G-DW-4 КТ 0,5S (A)/1,0 (R) Пер. № 31857- 06	

П р и м е ч а н и я:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ( $\pm\delta$ ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm\delta$ ) %
1	2	3	4
1-8	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,6 2,4
9-13, 16-18	Активная Реактивная	1,0 2,3	2,9 4,6
14, 15, 19-21	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,4
22-25	Активная Реактивная	1,1 2,8	3,2 5,4

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от  $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-25 от плюс 18 до плюс 22 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 0,8 <sub>смк.</sub> от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1800</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-325</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>240000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul>	<p>300</p> <p>10</p>
<p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
<p>Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;



– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

<b>Наименование</b>	<b>Тип</b>	<b>Количество, шт.</b>
1	2	3
Трансформатор тока	KOKS 24D11	24
Трансформатор тока	SB-0,8	12
Трансформатор тока	ВСТ	12
Трансформатор тока	VIS WI	15
Трансформатор тока	TPU 4	12
Трансформатор напряжения	GSES 24D	24
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110 II У1	5
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформатор напряжения	TJP 4	12
Счетчик электрической энергии	A1802RAL-P4GB-DW-4	17
Счетчик электрической энергии	A1802RALX-P4GB-DW-4	4
Счетчик электрической энергии	A1805 RLQ-P4G- DW-4	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	1 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Методика поверки	МП 020-20	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.289.19.ПФ	1 шт.

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

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» филиал Иркутская ГЭС, аттестованном ООО «Метросервис», аттестат об аккредитации №RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» филиал Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии**

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

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

