

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее- АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- 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;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень- измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5; 0,2; 0,2S; 0,5S по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 и 0,2 по ГОСТ 1983-01, счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАльфа (модификация ЕА02RAL-РЗВ-4) класса точности (КТ) 0,2S/0,2 (ГР № 16666-97) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (24 точки измерения).

2-й уровень- измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) типа RTU-325H (ГР №44626-10), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень- представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) , устройство синхронизации системного времени, (далее-УССВ), выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ-35HVS, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика электрической энергии. 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, реактивной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем и передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи поступает на входы УСПД, где осуществляется сбор, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, хранение результатов измерений и далее данные передаются на СБД (сервер базы данных) АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с него тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера. С помощью программного обеспечения «АльфаЦентр» формируются макеты в формате xml (80020, 51070), АСКП и xls, которые по электронной почте отправляются всем заинтересованным субъектам оптового рынка. В АТС отправляется макет 80020 с электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ-35HVS, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования 1 раз в час. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормируемые метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени.

Часы УСПД АИИС КУЭ синхронизированы со временем УССВ, синхронизация времени УСПД АИИС КУЭ и УССВ выполняется при расхождении времени УСПД с временем УССВ на величину более чем  $\pm 2$  с (темп коррекции 90 секунд в час). Синхронизация времени сервера от часов УСПД происходит при каждом опросе УСПД, но не реже 1 раза в 30 минут. Синхронизация показаний часов счетчиков от часов УСПД происходит при каждом запросе профиля нагрузки от счетчика, т.е. каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем  $\pm 2$  с (темп коррекции 40 секунд в час).

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» (Версия 15.07.04)

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014-средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

### Метрологические и технические характеристики

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК), представлен в таблице 2

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ГГ-1	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 63556 Зав. № 1036 Зав. № 63113	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869762 Зав. № 30869774 Зав. № 30869776	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114418	RTU -325 Н зав. №007445	GPS-приемник типа УССВ-35HVS, зав. № 001330	Активная Реактивная
2	ГГ-2	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 63761 Зав. № 1028 Зав. № 1027	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. №30869736 Зав. №30869739 Зав. № 30869727	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114357			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 1031 Зав. № 1833 Зав. № 1187	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893282 Зав. № 30869784 Зав. № 30869755	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114200	RTU -325 Н, зав №007445	GPS-приемник типа УССВ - 35HVS, зав. № 001330	Активная Реактивная
4	ГГ-4	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Зав. № 1030 Зав. № 1189 Зав. № 1184	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869760 Зав. № 30869728 Зав. № 30869756	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114204			
5	ГГ-5	ТШБ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 61 Зав. № 63 Зав. № 64	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869768 Зав. № 30869772 Зав. № 30869773	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114412			
6	ГГ-6	ТШБ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 28 Зав. № 27 Зав. № 18	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893266 Зав. № 30893270 Зав. № 30893271	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114414			
7	ГГ-7	ТШБ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 7 Зав. № 15 Зав. № 10	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30893288 Зав. № 30893286 Зав. № 30893279	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114215			
8	ГГ-8	ТШБ 15 5000/5, КТ 0,2 Зав. № 8 Зав. № 12 Зав. № 6	GSZ 20 13800/100, КТ 0,2 Зав. № 30869738 Зав. № 30869732 Зав. № 30869729	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114393			
9	ВЛ 110 кВ ГЭС- Левобережная-1	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317415 Зав. № 131317412 Зав. № 131317408	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783  Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785  Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796  Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114390			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
10	ВЛ ГЭС-3МЗ 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4075 Зав. № 14-4077 Зав. № 14-4064		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114387	RTU -325 Н, зав №007445	GPS-приемник типа УССВ -35НVS, зав. № 001330	Активная Реактивная	
11	ВЛ Малаховская-2 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317410 Зав. № 131317407 Зав. № 131317404		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114392				
12	ВЛ Малаховская-1 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4069 Зав. № 14-4066 Зав. № 14-4073		EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114211				
13	ВЛ ГЭС-ЦБК 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4076 Зав. № 14-4068 Зав. № 14-4067		SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783				EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114407
14	ВЛ 132 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317409 Зав. № 131317406 Зав. № 131317403		Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785				EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114365
15	ВЛ 194 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. №131317422 Зав. № 131317426 Зав. № 131317417		Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796  Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788				EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114356
16	ВЛ 122 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317413 Зав. № 131317414 Зав. № 131317411						EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114376
17	ВЛ 129 110 кВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317418 Зав. № 131317416 Зав. № 131317419						EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114369
18	ВЛ ГЭС- Пучеж 110 кВ	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 14-4071 Зав. № 14-4070 Зав. № 14-4065						EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114405

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
19	КРУ-6 кВ Яч.16 Пестовская 1 секция	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Зав. № 00640-10 Зав. № 00671-10 Зав. № 00717-10	ЗНОЛП-6 6000/100, КТ 0,5 Зав.№ 629 Зав.№ 4849 Зав.№ 636  Зав.№ 622 Зав.№ 4852 Зав.№ 592	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114396	RTU -325 Н, зав №007445	GPS-приемник типа УССВ -35НVS, зав. № 001330	Активная Реактивная
20	КРУ-6 кВ Яч.17 Пестовская 2 секция	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Зав. № 00672-10 Зав. № 00670-10 Зав. № 00668-10	ЗНОЛП-6 6000/100, КТ 0,5 Зав.№ 3753 Зав.№ 3751 Зав.№ 590  Зав.№ 622 Зав.№ 4852 Зав.№ 592	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114371			
21	ВЛ 110 кВ ГЭС- Левобереж- ная-2	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317420 Зав. № 131317424 Зав. № 131317430	SVS 123 (110000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 13/124790 Зав. № 13/124789 Зав. № 13/124783  Зав. № 13/124784 Зав. № 13/124787 Зав. № 13/124785	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114421			
22	ОВ	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Зав. № 131317429 Зав. № 131317421 Зав. № 131317428	Зав. № 13/124795 Зав. № 13/124782 Зав. № 13/124796  Зав. № 13/124794 Зав. № 13/124793 Зав. № 13/124788	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114203			
23	ВЛ 220кВ ГЭС-Вязники	ТГФ220-П* 1200/1, КТ 0,2S Зав. № 403 Зав. № 402 Зав. № 398	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 30060126 Зав. № 30060127 Зав. № 30060128  Зав. № 30060117 Зав. № 30060119 Зав. № 30060118  Зав. № 30060125 Зав. № 30060124 Зав. № 30060123	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114209			

1	2	3	4	5	6	7	8
24	ВЛ 220кВ ГЭС-Семеновская	ТГФ220-П* 1200/1, КТ 0,2S Зав. № 400 Зав. № 401 Зав. № 399	TVG 245 (220000/√3)/(100/√3) КТ 0,2 Зав. № 30060120 Зав. № 30060121 Зав. № 30060122  Зав. № 30060117 Зав. № 30060119 Зав. № 30060118  Зав. № 30060125 Зав. № 30060124 Зав. № 30060123	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,2 Зав № 01114406	RTU -325 Н, зав №007445	GPS-приемник типа УССВ - 35HVS, зав. № 001330	Активная Реактивная

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1)  $U_{ном}$ , ток (0,01-1,2)  $I_{ном}$ , 0,5 инд.  $\leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк, допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 70 °С, для УСПД от 5 до 50 °С и сервера от 10 до 35 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 5 до 25 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии рабочих условиях

Номера каналов	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$d_{I(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-4	0,5	-	-	±5,4	±2,5	±2,9	±1,3	±2,1	±1,0
	0,8	-	-	±2,9	±4,3	±1,6	±2,2	±1,3	±1,6
	1	-	Не норм	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм
5-8	0,5	-	-	±2,2	±1,2	±1,4	±0,8	±1,2	±0,7
	0,8	-	-	±1,4	±1,8	±1,0	±1,1	±0,9	±0,9
	1	-	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,8	Не норм
19,20	0,5	±4,9	±2,3	±3,1	±1,5	±2,3	±1,2	±2,3	±1,2
	0,8	±2,7	±4,0	±1,8	±2,4	±1,4	±1,8	±1,4	±1,8
	1	±1,8	Не норм	±1,3	Не норм	±1,1	Не норм	±1,1	Не норм
9-18, 21-24	0,5	±2,0	±1,3	±1,5	±0,8	±1,2	±0,7	±1,2	±0,7
	0,8	±1,4	±4,0	±1,0	±2,4	±0,9	±1,8	±0,9	±1,8
	1	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,8	Не норм	±0,8	Не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: температура окружающей среды  $(23 \pm 2)^\circ\text{C}$ , напряжение  $(0,98-1,02) U_{\text{ном}}$ ; ток  $(0,01-1,2) I_{\text{ном}}$ ,  $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номера каналов	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-4	0,5	-	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$
	0,8	-	-	$\pm 2,8$	$\pm 4,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$
	1	-	-	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм
5-8	0,5	-	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$	$\pm 1,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$
	0,8	-	-	$\pm 1,4$	$\pm 1,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 1,1$
	1	-	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм	$\pm 0,7$	Не норм
9-18, 21-24	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 0,8$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$
	0,8	$\pm 1,4$	$\pm 4,0$	$\pm 1,0$	$\pm 2,4$	$\pm 0,9$	$\pm 1,9$	$\pm 0,8$	$\pm 2,0$
	1	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм	$\pm 0,8$	Не норм	$\pm 0,7$	Не норм
19-20	0,5	$\pm 4,9$	$\pm 2,3$	$\pm 3,1$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$
	0,8	$\pm 2,7$	$\pm 4,0$	$\pm 1,8$	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$	$\pm 2,0$
	1	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,3$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа

- среднее время наработки на отказ не менее  $T_{\text{ср}} = 50\,000$  ч,

- среднее время восстановления работоспособности не более  $t_{\text{в}} = 2$  ч;

трансформатор тока (напряжения)

-среднее время наработки на отказ не менее  $40 \cdot 10^5$  часов,

УСПД RTU-325H

- среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  часов,

- среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 2$  час.

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее  $T = 150\,000$  часов,

- среднее время восстановления работоспособности  $t_{\text{в}} = 1$  час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;

- воздействия внешнего магнитного поля;

- вскрытие счетчика;

-пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;



- журнал сервера:
- даты начала регистрации измерений;
  - перерывов электропитания;
  - потери и восстановления связи со счётчиками;
  - программных и аппаратных перезапусков;
  - корректировки времени в счетчике и сервере;
  - изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ИВК;

УСПД;

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде	Количество
1	2	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные ЕвроАльфа (модификация EA02RAL-P3B-4), КТ 0,2S/0,2	16666-97	24 шт.
Трансформатор тока ТПШФ-20, КТ 0,5	519-50	12 шт.
Трансформатор тока ТШВ 15, КТ 0,5	5719-08	12 шт.
Трансформатор тока VIS WI, КТ 0,2S	37750-08	24 шт.
Трансформатор тока ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110M1 ), КТ 0,2S	39966-10	12 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10, КТ 0,5S	32139-06	6 шт.
Трансформатор тока ТГФ220-II*, КТ 0,2S	20645-07	6 шт.
Трансформатор напряжения GSZ 20, КТ 0,2	52589-13	24 шт.
Трансформатор напряжения SVS 123, КТ 0,2	28655-05	12 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6, КТ 0,5	23544-07	9 шт.
Трансформатор напряжения TVG 245, КТ 0,2	38886-08	12 шт.
УСПД RTU-325H	44626-10	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени выполненного на базе GPS-приемника типа УССВ-35 HVS	-	1 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Основной сервер: HP Proliant DL360e G8	-	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1 шт.
Документация		
Методика поверки МП 4222-15-7714348389-2017		1экз.
Формуляр ФО 4222-15-7714348389-2017		1экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-15-7714348389-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 22.02.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счётчики "ЕвроАльфа" по документу "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункцио-нальные ЕвроАльфа. Методика поверки", согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г;
- УСПД RTU-325H по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г;
- радиочасы МИР РЧ-01 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Свидетельство об аттестации №161/RA.RU 311290/2015/2017 от 09 января 2017 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»  
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)  
ИНН 7714348389  
Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12  
Телефон: 8 (495) 230-02-86

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара  
Телефон: 8 (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.