

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительно-информационные каналы, далее измерительные каналы (ИК), АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с функциями АРМ (автоматизированное рабочее место), устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS (далее по тексту - УССВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в заинтересованные организации;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного 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 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.

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

УСПД один раз в 30 минут по проводным линиям связи считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер с периодичностью один раз в сутки опрашивает контроллер УСПД и считывает с него 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД Oracle). Сервер считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в форматах XML и/или ASKP всем заинтересованным субъектам.

АРМ считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени УССВ, УСПД, сервера и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УССВ входит GPS-приемник, что обеспечивает ход часов УССВ не более $\pm 0,35$ с/сут.

Сравнение показаний часов УССВ и сервера осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УССВ и сервера осуществляется один раз в час вне зависимости от величины расхождения показаний часов УССВ и сервера.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера осуществляется при каждом сеансе связи – один раз в минуту. Синхронизация часов УСПД и сервера осуществляется один раз в час и при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Точность хода часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» используется ПО «Альфа ЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»	ПО «Альфа ЦЕНТР»	ac_metrology.dll	12.07.04.01	3E736B7F380863 F44CC8E6F7BD2 11C54	MD5

ПО «АльфаЦентр» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС» приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ГГ-1	ТПШФ-20 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 63556 Зав. № 1036 Зав. № 63113 Госреестр № 519-50	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30869762 Зав. № 30869774 Зав. № 30869776 Госреестр № 52589-13	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114418 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав. № 001236 Госреестр № 37288-08
2	ГГ-2	ТПШФ-20 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 63761 Зав. № 1028 Зав. № 1027 Госреестр № 519-50	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30869736 Зав. № 30869739 Зав. № 30869727 Госреестр № 52589-13	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114357 Госреестр № 16666-97	
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1031 Зав. № 1833 Зав. № 1187 Госреестр № 519-50	НОМ-15-77 13800/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 469 Зав. № 477 Госреестр № 644-98	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114417 Госреестр № 16666-97	
4	ГГ-4	ТПШФ-20 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1030 Зав. № 1189 Зав. № 1184 Госреестр № 519-50	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30869760 Зав. № 30869728 Зав. № 30869756 Госреестр № 52589-13	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114398 Госреестр № 16666-97	
5	ГГ-5	ТШВ 15 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 61 Зав. № 63 Зав. № 64 Госреестр № 5719-08	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30869768 Зав. № 30869772 Зав. № 30869773 Госреестр № 52589-13	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114412 Госреестр № 16666-97	
6	ГГ-6	ТШВ 15 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 28 Зав. № 27 Зав. № 18 Госреестр № 5719-08	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30893266 Зав. № 30893270 Зав. № 30893271 Госреестр № 52589-13	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114414 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ГГ-7	ТШВ 15 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 7 Зав. № 15 Зав. № 10 Госреестр № 5719-08	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30893288 Зав. № 30893286 Зав. № 30893279 Госреестр № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114215 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав. № 001236 Госреестр № 37288-08
8	ГГ-8	ТШВ 15 5000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 8 Зав. № 12 Зав. № 6 Госреестр № 5719-08	GSZ20 13800/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 30869738 Зав. № 30869732 Зав. № 30869729 Госреестр № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114393 Госреестр № 16666-97	
9	ВЛ 110 кВ ГЭС- Левобережная-1	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4127 Зав. № 4126 Зав. № 4129 Госреестр № 16023-97	НКФ-110-57 $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114382 Госреестр № 16666-97	
10	ВЛ ГЭС-3МЗ	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 816 Зав. № 804 Зав. № 00485 Госреестр № 2793-71		EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114364 Госреестр № 16666-97	
11	ВЛ Малаховская-2	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2798 Зав. № 3004 Зав. № 2792 Госреестр № 16023-97		Зав. № 1483023 Зав. № 1483020 Зав. № 1483021 Зав. № 1434439 Зав. № 1484395 Зав. № 1484402 Госреестр № 14205-05	
12	ВЛ Малаховская 1	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2062 Зав. № 0561 Зав. № 2855 Госреестр № 16023-97		EA02RAL-P3B-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114377 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ ГЭС – ЦБК	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 3818 Зав. № 3819 Зав. № 3816 Госреестр № 16023-97	<p>НКФ-110-57 (110000/$\sqrt{3}$)/(100/$\sqrt{3}$) Кл. т. 0,5 Зав. № 1484391 Зав. № 1481085 Зав. № 1479978</p> <p>Зав. № 1483023 Зав. № 1483020 Зав. № 1483021</p> <p>Зав. № 1434439 Зав. № 1484395 Зав. № 1484402 Госреестр № 14205-05</p>	ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114358 Госреестр № 16666-97	<p>RTU-325 Зав. № 001236 Госреестр № 37288-08</p>
14	ВЛ 132	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 820 Зав. № 782 Зав. № 379 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114216 Госреестр № 16666-97	
15	ВЛ 194	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 775 Зав. № 809 Зав. № 1287 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114373 Госреестр № 16666-97	
16	ВЛ 122	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8974 Зав. № 1022 Зав. № 8951 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114374 Госреестр № 16666-97	
17	ВЛ 129	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 380 Зав. № 429 Зав. № 1736 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114214 Госреестр № 16666-97	
18	ВЛ ГЭС – Пучеж	ТФНД-110М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2043 Зав. № 2000 Зав. № 2034 Госреестр № 2793-71		ЕА02РАL-Р3В-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114361 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Пестовская	ТПФ 400/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 98837 Зав. № 98854 Зав. № 97051 Зав. № 98852 Госреестр № 517-50	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 4724 Зав. № 12848 Госреестр № 159-49	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114371 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав. № 001236 Госреестр № 37288-08
20	Нижегородская ГЭС, КРУ 6кВ, 1 секция шин, яч.№1а	ТОЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 44595 Зав. № 42494 Госреестр № 38395-08	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 11747 Госреестр № 2611-70	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114222 Госреестр № 16666-97	
21	Нижегородская ГЭС, КРУ 6кВ, 2 секция шин, яч.№22	ТОЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 54157 Зав. № 49481 Госреестр № 38395-08	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 11658 Госреестр № 2611-70	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114360 Госреестр № 16666-97	
22	ВЛ 110 кВ ГЭС- Левобережная-2	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 14509 Зав. № 14510 Зав. № 14511 Госреестр № 41236-09	НКФ-110-57 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 1484391 Зав. № 1481085 Зав. № 1479978	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114394 Госреестр № 16666-97	
23	ОМВ	ТФМ-110 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1199 Зав. № 1196 Зав. № 1197 Госреестр № 16023-97	Зав. № 1483023 Зав. № 1483020 Зав. № 1483021 Зав. № 1434439 Зав. № 1484395 Зав. № 1484402 Госреестр № 14205-05	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114218 Госреестр № 16666-97	
24	ВЛ 220кВ ГЭС- Вязники	ТГФ220-II* 1200/1 Кл. т. 0,2S Зав. № 403 Зав. № 402 Зав. № 398 Госреестр № 20645-07	НКФ-220-58 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 1484514 Зав. № 1484515 Зав. № 1481391 Госреестр № 26453-04	ЕА02РАL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114209 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ВЛ 220кВ ГЭС- Семенов- ская	ТГФ220-II* 1200/1 Кл. т. 0,2S Зав. № 400 Зав. № 401 Зав. № 399 Госреестр № 20645-07	НКФ-220-58 (220000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 1484513 Зав. № 30592 Зав. № 30730 Госреестр № 26453- 04	ЕА02RAL-РЗВ-4 Кл. т. 0,2S/0,2 Зав № 01114406 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Зав. № 001236 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ
Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 4 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
9 – 23 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
5 – 8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	±1,1	±0,8	±0,7
	0,8	-	±1,4	±0,9	±0,8
	0,5	-	±2,1	±1,3	±1,1
24, 25 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ (измерение реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ)			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (Сч. 0,2; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
9 – 23 (Сч. 0,2; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
5 – 8 (Сч. 0,2; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	±2,2	±1,4	±1,2
	0,5	-	±1,7	±1,1	±1,1
24, 25 (Сч. 0,2; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
2. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 10 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК №№ 1-25
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 55°С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001;
 - для УСПД, ИВК «Альфа-ЦЕНТР» и сервера от плюс 15 до плюс 25°С.
6. В Таблице 3 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до 40 °С.
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
9. Виды измеряемой электроэнергии для ИК №№ 1 - 25 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления (T_v), при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для УССВ $T_v \leq 2$ часа;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Наличие фиксации в журнале событий в УСПД следующих событий:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТГФ220-II* (Госреестр № 20645-07)	6
2 Трансформатор тока	ТОЛ-10 (Госреестр № 38395-08)	4
3 Трансформатор тока	ТПФ (Госреестр № 517-50)	4
4 Трансформатор тока	ТПШФ-20 (Госреестр № 519-50)	12
5 Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-УХЛ1 (Госреестр № 41236-09)	3
6 Трансформатор тока	ТФМ-110 (Госреестр № 16023-97)	15
7 Трансформатор тока	ТФНД-110М (Госреестр № 2793-71)	18
8 Трансформатор тока	ТШВ 15 (Госреестр № 5719-08)	12
9 Трансформатор напряжения	GSZ20 (Госреестр № 52589-13)	21
10 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 (Госреестр № 14205-05)	9
11 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 (Госреестр № 26453-04)	6
12 Трансформатор напряжения	НОМ-6 (Госреестр № 159-49)	2
13 Трансформатор напряжения	НОМ-15-77 (Госреестр № 644-98)	3
14 Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа (Госреестр № 16666-07)	25
15 УССВ	УССВ-35HVS	1
16 Сервер	HP Proliant ML350R-G4X	1
17 АРМ диспетчера	стационарный ПК	1

18 Мобильный АРМ	ноутбук	1
19 УСПД	RTU-325 (Госреестр № 37288-08)	1
20 ПО	«Альфа ЦЕНТР»	1
21 Методика поверки	МП 1683/551-2013	1
22 Паспорт – формуляр	1382-05.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1683/551-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2013 года.

Основные средства поверки:

– для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";

– для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";

– для счётчиков "ЕвроАльфа" - по документу "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки", согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.

– для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений №50-01.00203-2013 от 04.10.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ОАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС»

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

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

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

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО НВФ «СМС»

Юридический адрес: 443035 г. Самара, пр. Кирова. 201 секц.9

Тел.: +7 (846) 933-03-50

Заявитель

ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

Юридический адрес: 123100, Российская Федерация, г. Москва, ул. Мантулинская, д. 18

Тел.: +7 (499) 157-96-81

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.