

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81949-21

Лист № 1  
Всего листов 10

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

**Назначение средства измерений**

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

**Описание средства измерений**

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325H-E2-M4-B12, устройство синхронизации частоты и времени Метроном 600 (УСВ) каналобразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) ProLiant DL360e Gen8, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», 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.

Цифровой сигнал с количеством импульсов 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, преобразование единиц измерения количества потребленной электроэнергии в кВт·ч, 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит Устройство синхронизации частоты и времени типа Метроном 600, синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

УСПД АИИС КУЭ производит сравнение собственной шкалы времени со шкалой времени Метроном 600 по протоколу SNTP 1 раз в 30 минут. Корректировка осуществляется при расхождении на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД происходит при каждом опросе УСПД, но не реже 1 раза в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении шкалы времени сервера со шкалой времени УСПД на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит при каждом запросе профиля нагрузки от счетчика, т.е. каждые 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД на величину более чем  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР» Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	Не ниже 12.01
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ГГ-1	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	Метроном 600, рег. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, рег. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
2	ГГ-2	ТВ-ЭК 20М2 5000/5, КТ 0,2S Рег. № 74600-19	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
3	ГГ-3	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
4	ГГ-4	ТПШФ-20 3000/5, КТ 0,5 Рег. № 519-50	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
5	ГГ-5	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
6	ГГ-6	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
7	ГГ-7	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		
8	ГГ-8	ТШВ 15 5000/5, КТ 0,2 Рег. № 5719-15	GSZ 20 13800/100 КТ 0,2 Рег. № 52589-13	EA02RAL-P3B-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Левобережная I цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная- 1)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07	Метроном 600, пер. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, пер. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
10	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-ГПП2 ЗМЗ (ВЛ ГЭС- ЗМЗ)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 39966-10	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
11	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Малаховская II цепь с отпайками (ВЛ Малаховская-2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
12	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Малаховская I цепь с отпайкой на ПС Пестовская (ВЛ Малаховская-1)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 39966-10	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
13	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Накат с отпайками (ВЛ ГЭС-ЦБК)	ТВ-ЭК 110М1 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 39966-10	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Новосормовская с отпайками (ВЛ 132)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07	Метроном 600, пер. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, пер. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
15	КВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС–Луч с отпайкой на ПС Чернораменская (КВЛ 194)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
16	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС- Дзержинская с отпайкой на ПС Автотрек (ВЛ 122)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
17	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС-Западная с отпайкой на ПС Бурцевская (ВЛ 129)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
18	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС–Пучеж с отпайкой на ПС Губцевская (ВЛ ГЭС – Пучеж)	ТВ-ЭК 110M1 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 39966-10	SVS 123 110000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 1 секция, Яч.16, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	ЗНОЛП-6 У2 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 23544-07	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07	Метроном 600, пер. № 56465-14 / RTU-325H-E2-M4-B12, пер. № 44626-10	ProLiant DL360e Gen8
20	Нижегородская ГЭС, КРУ-6 кВ, 2 секция, Яч.17, ф.625	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	ЗНОЛП-6 У2 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 23544-07	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
21	ВЛ 110 кВ Нижегородская ГЭС– Левобережная II цепь (ВЛ ГЭС - Левобережная- 2)	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
22	ОВ 110	VIS WI 1000/1, КТ 0,2S Пер. № 37750-08	SVS 123 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 28655-05	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
23	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС - Вязники (ВЛ 220 кВ ГЭС - Вязники)	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Пер. № 20645-07	TVG 245 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 38886-08	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		
24	ВЛ 220 кВ Нижегородская ГЭС – Семеновская	ТГФ220-II* 1200/1, КТ 0,2S Пер. № 20645-07	TVG 245 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,2 Пер. № 38886-08	EA02RAL-P3B- 4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 16666-07		

Продолжение таблицы 2

<p>Примечания:</p> <p>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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.</p> <p>2. Допускается замена УСВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).</p> <p>4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, проводится первичная поверка АИИС КУЭ, в части ИК, подвергшихся изменению, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.</p>
--

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$ , %
1, 3, 4	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	4,4
2, 9-18, 21-24	Активная	0,5	1,0
	Реактивная	0,9	1,7
5-8	Активная	0,5	1,4
	Реактивная	0,9	2,2
19, 20	Активная	1,2	1,7
	Реактивная	1,8	2,7
Пределы абсолютной погрешности синхронизации компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC (SU), ( $\pm$ ) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для <math>\cos \varphi=0,8</math>, токе ТТ, равном 100 % от <math>I_{ном}</math> для нормальных условий и для рабочих условий при <math>\cos \varphi=0,8</math>, токе ТТ, равном 2 % от <math>I_{ном}</math> при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °C</li> <li>- частота, Гц</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от +21 до +25</p> <p>50</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Условия эксплуатации параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> (<math>\sin\varphi</math>)</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> <li>- температура окружающей среды для сервера, °С</li> <li>- температура окружающей среды для УСПД, °С</li> <li>- атмосферное давление, кПа</li> <li>- относительная влажность, %, не более</li> <li>- частота, Гц</li> </ul>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -25 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до +25 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее ЕвроАльфа</li> </ul> <p>Устройство синхронизации частоты и времени: Метроном 600</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</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>50000  100000  100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики: ЕвроАльфа</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут составляет, сут, не менее</li> </ul> <p>УСПД: RTU-325H</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- архива коммерческого интервала (по умолчанию) за сутки, дни, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>60  45  3,5</p>

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- УСПД.

- защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на ИВК.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.



Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	VIS WI	24
	ТВ-ЭК 110М1	12
	ТВ-ЭК 20М2	3
	ТГФ220-П*	6
	ТОЛ-СЭЦ-10	6
	ТПШФ-20	9
	ТШВ 15	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6 У2	9
	GSZ 20	24
	SVS 123	12
	TVG 245	12
Счетчик электрической энергии	EA02RAL-P3B-4	24
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-325H-E2-M4-B12	1
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном 600	1
Сервер	ProLiant DL360e Gen8	1
Автоматизированное рабочее место		
<b>Документация</b>		
Методика поверки	МП 26.51.43/32/21	1
Формуляр	ФО 26.51.43/32/21	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Филиала ПАО «РусГидро» - «Нижегородская ГЭС». МВИ 26.51.43/32/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

