

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Богучанская ГЭС»

### Назначение средства измерений

Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Богучанская ГЭС» (далее по тексту – ИИК) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента в составе системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Богучанская ГЭС» (Госреестр № 54355-13).

### Описание средства измерений

ИИК состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), multifunctional счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), который включает в себя устройство сбора и обработки данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение, передачу на верхний уровень;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер сбора, обработки и хранения данных (далее по тексту – сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы 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, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

ИВКЭ (УСПД типа RTU-325T) автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из счетчиков данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий счетчиков. УСПД производит приведение результатов измерений к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. После поступления в УСПД считанной информации данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память УСПД.

ИВК (сервер АИИС КУЭ) автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из УСПД данных коммерческого учета электроэнергии и журналов событий и осуществляет дальнейшую обработку измерительной и служебной информации, формирование справочных и отчетных документов. Доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

Обмен информацией между счетчиками, УСПД и сервером АИИС КУЭ осуществляется по проводным линиям связи. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Передача информации ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной цифровой подписью.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Единое календарное время в ИИК обеспечивается системой обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ ОАО «Богучанская ГЭС». В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени (УСВ), сервера АИИС КУЭ, счетчиков.

В качестве УСВ используется УСПД типа RTU-325T, зав. номер 006096 (Госреестр № 44626-10). Источником сигналов точного времени служит приемник сигналов точного времени системы GPS или ГЛОНАСС. Погрешность хода часов УСВ – не хуже  $\pm 10$  мс.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит при каждом обращении к серверу, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД и на величину более чем  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем  $\pm 2$  с.

### Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) ИИК АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО УСПД, ПО сервера АИИС КУЭ, ПО СОЕВ. Программные средства сервера АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «АльфаЦЕНТР» (свидетельство о метрологической аттестации от 31.05.2012 № АПО-001-12, выдано ФГУП «ВНИИМС»).

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в Таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

ПО ИИК АИИС КУЭ не влияет на их метрологические характеристики.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует высокому по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3 и Таблице 4.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки измерений, код точки измерений	Состав ИИК					Вид электроэнергетики
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
20	ГГ7-вывода 15,75 кВ 241060002111007	JKQ КТ 0,2S 15000/5 Зав. №№ 2011.4101.01/001; 2011.4101.01/002; 2011.4101.01/003 Госреестр № 41964-09	TJC6 КТ 0,2 (15750/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1VLT5211018327; 1VLT5211018328; 1VLT5211018329 Госреестр № 36413-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0805114358 Госреестр № 36697-08	УСПД RTU-325Т, зав. № 006096 Госреестр № 44626-10	Сервер АИИС КУЭ	Активная Реактивная
21	ГГ8-вывода 15,75 кВ 241060002111008	JKQ КТ 0,2S 15000/5 Зав. №№ 2011.4823.01/001; 2011.4823.01/002; 2011.4823.01/003 Госреестр № 41964-09	TJC6 КТ 0,2 (15750/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1VLT5211022841; 1VLT5211022842; 1VLT5211022843 Госреестр № 36413-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0805110728 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная
22	ГГ9-вывода 15,75 кВ 241060002111009	JKQ КТ 0,2S 15000/5 Зав. №№ 2012.1782.01/001; 2012.1782.01/002; 2012.1782.01/003 Госреестр № 41964-09	TJC 6-G КТ 0,2 (15750/√3)/(100/√3) Зав. №№ 1VLT5212005690; 1VLT5212005691; 1VLT5212005692 Госреестр № 49111-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0808111569 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная
23	Богучанская ГЭС, Блок генератор- трансформатор №7 - 220кВ	JR 0,5 КТ 0,2S 1000/1 Зав. №№ 3/11/0082; 3/11/0083; 3/11/0084 Госреестр № 35406-07	SU 252/B34 КТ 0,2 (220000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 10/095626; 10/095633; 10/095631 Госреестр № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0806114248 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
24	Богучанская ГЭС, Блок генератор- трансформатор №8 - 220кВ	JR 0,5 КТ 0,2S 1000/1 Зав. №№ 3/11/0079; 3/11/0080; 3/11/0081 Госреестр № 35406-07	SU 252/B34 КТ 0,2 (220000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 10/095625; 10/095635; 10/095616 Госреестр № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0807110889 Госреестр № 36697-08	УСПД RTU-325Т, зав. № 006096 Госреестр № 44626-10	Сервер АИИС КУЭ	Активная Реактивная
25	Богучанская ГЭС, Блок генератор- трансформатор №9 - 220кВ	JR 0,5 КТ 0,2S 1000/1 Зав. №№ 3/11/0085; 3/11/0086; 3/11/0087 Госреестр № 35406-07	SU 252/B34 КТ 0,2 (220000/√3)/(100/√3) Зав. №№ 10/095627; 10/095619; 10/095610 Госреестр № 44734-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0808110179 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ при измерении активной электроэнергии и мощности

Номер ИИК	Коэф. мощности cos j	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении активной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
20 - 25 ТТ – 0,2S; ТН – 0,2; Счетчик – 0,2S	1,0	± 1,2	± 0,8	± 0,8	± 0,8
	0,9	± 1,2	± 0,9	± 0,8	± 0,8
	0,8	± 1,3	± 1,0	± 0,9	± 0,9
	0,7	± 1,5	± 1,1	± 0,9	± 0,9
	0,6	± 1,7	± 1,2	± 1,0	± 1,0
	0,5	± 2,0	± 1,4	± 1,2	± 1,2

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электроэнергии и мощности

Номер ИИК	Коэф. мощности cos j /sin j	Пределы допускаемых относительных погрешностей ИИК при измерении реактивной электроэнергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
20 - 25 ТТ – 0,2S; ТН – 0,2; Счетчик – 0,5	0,9/0,44	± 2,6	± 1,9	± 1,7	± 1,7
	0,8/0,6	± 2,2	± 1,8	± 1,6	± 1,6
	0,7/0,71	± 2,1	± 1,8	± 1,6	± 1,6
	0,6/0,8	± 2,1	± 1,8	± 1,6	± 1,6
	0,5/0,87	± 2,1	± 1,9	± 1,7	± 1,7

Ход часов компонентов ИИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд;
- частота переменного тока 50 Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0 мТл;
- температура окружающей среды: 20 °С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение переменного тока от  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила переменного тока  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = (0,5-1)$  инд;
- частота переменного тока от 49,8 до 50,2 Гц
- магнитная индукция внешнего происхождения от 0 до 0,5 мТл.

Температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

5. Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в ИИК АИИС КУЭ измерительных компонентов:  
среднее время наработки на отказ:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов,
- УСПД RTU-325Т – не менее 55000 часов

среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

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

Защита технических и программных средств ИИК АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;
- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирование крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчика;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВКЭ и ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- попытки несанкционированного доступа;
- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения, отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- фактов коррекции времени;
- перерывы питания.

Возможность коррекции времени в:

- УСПД (функция автоматизирована);
- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере АИИС КУЭ, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – не менее 113 суток, при отключении питания – не менее 3 лет;
- УСПД RTU-325Т – не менее 45 суток, при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИИК

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	JKQ	9
Трансформатор тока	JR 0,5	9
Трансформатор напряжения	SU 252/B34	9
Трансформатор напряжения	TJC 6-G	3
Трансформатор напряжения	TJC6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
УСПД	RTU-325Т	1
Сервер АИИС КУЭ	Сервер, совместимый с платформой x86	1
АРМ	Персональный компьютер, совместимый с платформой x86	1
KVM– консоль	ATEN CL 1000 MR	1
Ethernet-коммутатор	MOXA PT-7710-F-HV	2
Модуль 8 x 10/100BaseTX	PM-7200-8TX	1
Модуль 4 x 10/100BaseTX, 2 x BaseFX	PM-7200-2MSC4TX	1
Мультиплексор	MOXA NPort 5650-16	1
Преобразователь интерфейса	ПИИ-2 (RS-485/USB 1.1)	1
Блок питания устройств	Моха DR-4524	1
Источник питания	TSP 090-124	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart UPC SC 420	1
Источник бесперебойного питания	APC 3000VA Smart On-Line	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Специализированное программное обеспечение	ПК «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.128-01 ПФ	1
Методика поверки	МП 2093/550-2014	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 2093/550-2014 «ГСИ. Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Богучанская ГЭС». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в декабре 2014 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007;
- УСПД RTU-325Т – по документу ДЯИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки» утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 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: «Каналы информационно-измерительные №№ 20 - 25 автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «Богучанская ГЭС». Методика измерений. ГДАР.411711.128-01 МВИ». Аттестована ФБУ «Ростест-Москва. Свидетельство об аттестации методики измерений № 1420/550-01.00229-2014 от 31.12.2014 года.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительно-информационным системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Богучанская 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.

### Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

ЗАО НПП «ЭнергопромСервис»  
105120, г. Москва, Костомаровский переулок, д. 3, офис 104  
Тел./факс: +7 (499) 967-85-67

**Испытательный центр**

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

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11 Факс (499) 124-99-96

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

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.