

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-327L (Госреестр № 41907-09, зав. № 008098), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора ИВКЭ.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе промконтроллера Аxiomtek с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (Госреестр № 54074-13, зав. № 001368) а также, совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной 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.

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется:

- по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (GPRS соединение) и RS-232 (счетчик – GSM-модем – GSM-модем – сервер ИВК);

- по интерфейсу RS-485 (счетчик – сервер ИВК).

В УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера ИВК может быть передана на автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по интерфейсу RS-232 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (CSD соединение) (сервер ИВК – GSM-терминал – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-2 и УССВ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени УСПД и шкалы времени УССВ происходит один раз в минуту. Погрешность хода часов УСПД не превышает  $\pm 1$  с/сут.

Сличение шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени УССВ-2 происходит каждую секунду. Погрешность хода часов сервера ИВК не превышает  $\pm 1$  с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером ИВК. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
ПО «АльфаЦЕНТР» (Модуль коммутатор)	Не ниже 14.02.01 (4.6)	ec1d384929891446d9f17bfebab06a0f	Программа-планировщик опроса и передачи данных C:\alphacenter\exe Amrserver.exe	MD5
		ea121a8a0cdd9d25860e28cbfab09936	Драйвер ручного опроса счетчиков и сервера ИВК Amrc.exe	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Модуль коммуника-тор)	Не ниже 14.02.01 (4.6)	9cf3f689c94a65daad982ea 4622a3b96	Драйвер автоматического опроса счетчиков и сервера ИВК Amra.exe	MD5
		f5ede00075b883c100b8cc 362b719d95	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	
		b8c331abb5e34444170eee 9317d635cd	Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Но- мер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня				Ктт ·Ктн ·Ксч	Вид энергии					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер							
1	2	3		4		5	6	7				
1	ПС «Олимпийская» 110/6 кВ, РУ - 6 кВ, яч. 19	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	16279	7200	активная реактивная				
				B	ТЛО-10	16297						
				C	ТЛО-10	16301						
		ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/Öв/100/Öв № 23544-07	A	ЗНОЛП	2905						
				B	ЗНОЛП	2904						
				C	ЗНОЛП	2901						
		Счетчик	Кт=0,5S/1,0 Ксч=1 № 31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4		01275971						
		2	ПС «Олимпийская» 110/6 кВ, РУ - 6 кВ, яч. 34	ТТ	Кт=0,5S Ктт=600/5 № 25433-03	A			ТЛО-10	16280	7200	активная реактивная
						B			ТЛО-10	16278		
C	ТЛО-10					16281						
ТН	Кт=0,5 Ктн=6000/Öв/100/Öв № 23544-07			A	ЗНОЛП	2903						
				B	ЗНОЛП	2900						
				C	ЗНОЛП	2906						
Счетчик	Кт=05S/1,0 Ксч=1 № 31857-11			A1805RAL-P4GB-DW-4		01275972						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
3	РП - А1210, РУ - 6кВ, секция 1, яч. № 5	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	37943	7200	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТОЛ-10	37942		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/ÖВ/100/ÖВ № 16687-02	А	НАМИТ-10	0640		
				В				
				С				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	ЕА05RL-В-3W		01170275				
4	РП - А1210, РУ - 6кВ, секция 2, яч. № 8	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 7069-07	А	ТОЛ-10	37940	7200	активная реактивная
				В	-	-		
				С	ТОЛ-10	37939		
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/ÖВ/100/ÖВ № 16687-02	А	НАМИТ-10	0639		
				В				
				С				
Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-07	ЕА05RL-В-3W		01170276				

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	± 2,5	± 1,7	± 1,6	± 1,6
	0,9	± 2,9	± 2,0	± 1,8	± 1,8
	0,8	± 3,3	± 2,2	± 2,0	± 2,0
	0,7	± 3,9	± 2,5	± 2,1	± 2,1
	0,5	± 5,7	± 3,3	± 2,7	± 2,7
3; 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	± 2,2	± 1,7	± 1,6
	0,9	-	± 2,7	± 2,0	± 1,8
	0,8	-	± 3,2	± 2,2	± 2,0
	0,7	-	± 3,8	± 2,5	± 2,1
	0,5	-	± 5,6	± 3,3	± 2,7
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$ ,	$d_5\%$ ,	$d_{20\%}$ ,	$d_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	± 7,2	± 4,8	± 4,2	± 4,2
	0,8	± 5,6	± 4,1	± 3,7	± 3,7
	0,7	± 4,9	± 3,8	± 3,6	± 3,6
	0,5	± 4,3	± 3,6	± 3,5	± 3,5
3; 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	± 7,1	± 4,8	± 4,2
	0,8	-	± 5,4	± 4,1	± 3,7
	0,7	-	± 4,7	± 3,8	± 3,6
	0,5	-	± 4,1	± 3,6	± 3,5

Примечания:

1 Погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $d_{1(2)\%P}$  и  $d_{1(2)\%Q}$  для  $\cos \varphi < 1,0$  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 15 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  $0,05 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 1, 2, 9, 10 и от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$  для ИК № 3 – 8;
- температура окружающей среды:

- для счетчиков от плюс 10 °С до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2003;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2003.

6 Трансформаторы тока 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.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные 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.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 85000 часов;
- сервер ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 35558 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков  $T_v \leq 24$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  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, сервере ИВК;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий:

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики А1800, ЕвроАльфа – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус».

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус»

Наименование	Количество
1	2
Трансформатор тока ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10	4 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛП	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327	1 шт.
УССВ	1 шт.
УССВ-2	1 шт.
Сервер ИВК Аxiomtek	1 шт.
ПО (комплект) АльфаЦЕНТР АС_PE20	1 шт.
ПО (комплект) АльфаЦЕНТР АС_PE10	1 шт.
ПО (комплект) АльфаЦЕНТР АС_XML	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт – Формуляр СТПА.411711.ВМ01.ФО	1 шт.

## Поверка

осуществляется по документу МП 59218-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3} \dots 35$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- для счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.;
- для счётчиков ЕвроАльфа - в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- для УСПД RTU-327 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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**

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус».

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРК «Парк Хаус»**

- 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.

### **Изготовитель**

ООО «СТАНДАРТ»

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, д. 6

Почтовый адрес: 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

\_\_\_\_\_

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.