

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Балтекс»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер ИВК АИИС КУЭ ООО «Балтекс» на базе ПО «АльфаЦентр», устройство синхронизации системного времени УССВ-2.01, автоматизированное рабочее место персонала, а так же совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на сервер, установленный в ЦСОИ ООО «Балтекс» где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера ИВК системы.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приемника сигналов GPS о точном астрономическом времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к ИВК. Сличение времени ИВК со временем УССВ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Коррекция времени ИВК с временем УССВ осуществляется при расхождении времени ИВК с временем УССВ на величину более ± 1 с. Сличение часов счетчиков с часами ИВК производится каждый сеанс связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении времени ИВК со временем счетчиков на величину более ± 3 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. С помощью «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1 – Сведения о программном обеспечении

Идентификационные признаки	Значение		
	Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР АРМ»	«АльфаЦЕНТР СУБД «Oracle»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4	9	3
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f8 11cfbc6e4c7189d	Bb640e93f359bab1 5a02979e24d5ed48	3ef7fb23cfl60f56602 lbf19264ca8d6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 44	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000015 Зав. № 0682110000010	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002210	STSS Flagman LX100.4-004LF	активная реактивная
2	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 35	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000013 Зав. № 0682110000018	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002336		активная реактивная
3	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 51	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 33810 Зав. № 88874	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12004062		активная реактивная
4	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 43	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000016 Зав. № 0682110000012	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002267		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 45	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000003 Зав. № 0682110000017	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002253	STSS Flagman LX100.4-004LF	активная реактивная
6	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 39	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 0682110000001 Зав. № 0682110000002	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002350		активная реактивная
7	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, II с.ш, яч. 37	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000004 Зав. № 0682110000007	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 132	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002204		активная реактивная
8	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 99118 Зав. № 1516	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002274		активная реактивная
9	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 11	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000008 Зав. № 0682110000009	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002260		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 21	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 96371 Зав. № 96493	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002232	STSS Flagman LX100.4-004LF	активная реактивная
11	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 13	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000011 Зав. № 0682110000014	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002211		активная реактивная
12	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 3957 Зав. № 40006	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002351		активная реактивная
13	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 19	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 0682110000005 Зав. № 0682110000006	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002190		активная реактивная
14	ПС «Текстильная» 110/10 кВ, I с.ш, яч. 9	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 12003 Зав. № 70	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 560	ПСЧ-3АРТ.07 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12002197		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4-7,9-11, 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,9	2,1	2,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,9	2,1	2,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	2,0	2,3	3,4
3, 8, 10, 12, 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,3	2,2	1,7	2,0	2,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	1,9	2,3	3,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	2,9	5,4	2,6	3,3	5,6

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, ($\pm\delta$), %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4-7,9-11, 13 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,7	2,0	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,7	2,0	1,5	4,3	3,9	3,6
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	3,6	2,6	1,7	4,8	4,2	3,7
3, 8, 10, 12, 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,7	2,0	1,5	4,2	3,8	3,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	3,6	2,6	1,7	4,8	4,1	3,6
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	6,4	4,4	2,7	7,2	5,5	4,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения – от 0,98 $U_{ном}$ до 1,02 $U_{ном}$;
- диапазон силы тока – от 1 $I_{ном}$ до 1,2 $I_{ном}$,
- частота - (50±0,15) Гц;
- коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до плюс 50 °С; счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С; ИВК от плюс 10 °С до плюс 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от 0,9 $U_{н1}$ до 1,1 $U_{н1}$;
- диапазон силы первичного тока – от 0,02 $I_{н1}$ до 1,2 $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 60 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от 0,9 $U_{н2}$ до 1,1 $U_{н2}$;
- диапазон силы вторичного тока – от 0,02 $I_{н2}$ до 1,2 $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-3АРТ.07 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 88\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УССВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 74 500 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер STSS Flagman LX100.4-004LF – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;

– сервера;
– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Балтекс» типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-00	18
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	50058-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3АРТ.07	36698-08	14
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер с программным обеспечением	-	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60544-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Балтекс». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков ПСЧ-ЗАРТ.07 – по документу ИЛГШ.411152.147 РЭ1 «Методика поверки», согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 17 декабря 2007 г.;
- УССВ-2 – по документу ДЯИМ.468213.001 МП «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в 2013 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ)

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»
(ООО «Автоматизированные системы в энергетике»)
Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15
Тел.: 89157694566
E-mail: autosysen@gmail.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437 56 66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
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

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.