



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.007.А № 73628

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии ОАО "Алтай-Кокс"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 003

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Открытое акционерное общество "Алтай-Кокс" (ОАО "Алтай-Кокс"),  
г. Заринск, Алтайский край

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74778-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-175-RA.RU.310556-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 17 апреля 2019 г. № 833

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." ..... 2019 г.

Серия СИ

№ 035673

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс»

#### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности.

#### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ).
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), вторичные цепи ТТ и ТН, счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа МИР УСПД-01.

ИВК включает в себя IBM-совместимый компьютер (сервер АИИС КУЭ). Программная часть ИВК представлена программными комплексами, входящим в состав «Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов «МИР» (Рег. №36357-07).

Состав ИИК ТИ и ИВКЭ приведен в таблице 1.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности. Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии. Количество накопленных в регистрах импульсов за 30-минутный интервал времени пропорционально энергии каждого вида и направления.

По окончании 30-минутного интервала накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в координированной шкале времени UTC. Результаты измерений электроэнергии за 30-минутный интервал и журналы событий счетчиков передаются в УСПД.

УСПД осуществляет: пересчет из количества импульсов, накопленных в регистрах счетчиков, в именованные величины с учетом «постоянной» счетчиков; сбор, хранение и передачу в сервер АИИС КУЭ результатов измерений и журналов событий счетчиков; синхронизацию собственных часов по часам сервера АИИС КУЭ; синхронизацию часов счетчиков по собственным часам; ведение журналов событий, в которые записывается служебная информация, касающаяся изменения состояния УСПД и внештатные ситуации.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет сбор результатов измерений с УСПД и перемножение на коэффициенты трансформации накопленных приращений электроэнергии. Сервер АИИС КУЭ обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных SQL и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», АО «Алтайэнергосбыт», Филиал МРСК Сибири – ОАО «Алтайэнерго», Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири, Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» – Новосибирское РДУ, ООО «ГЭСК», ООО «ЗСК», другим заинтересованным лицам.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическая передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0.

Связь между счетчиками и УСПД осуществляется по проводному интерфейсу RS-485. УСПД обменивается информацией с сервером АИИС КУЭ по следующим каналам связи: по сети сотовой связи с использованием терминалов Siemens MC-35 и GPRS-контроллер ЛЭРС GSM Plus 2.0, по радиоканалу с использованием радиомодемов Integra TR, по проводному интерфейсу RS-232/485.

Связь между ИВК и внешними по отношению к АИИС КУЭ системами осуществляется по основному и резервному каналам связи через глобальную сеть передачи данных Интернет. В качестве основного канала связи используется канал АО «ТТК», в качестве резервного канала связи используется канал ПАО «Ростелеком».

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень и состав ИК приведен в таблице 1.

АИИС КУЭ выполняет измерение времени в шкале UTC. Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени UTC осуществляется непрерывно с использованием радиочасов МИР РЧ-01(Рег. №27008-04), принимающих сигналы GPS. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении времени  $\pm 1$  с. Для УСПД ОРУ-220 кВ, ГРУ 6 кВ и ГЩУ сличение происходит каждые 10 мин. Для остальных УСПД не реже 1 раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД происходит 1 раз в сутки, при условии, что поправки часов счетчиков больше 1 с, но меньше 119 с.

Таблица 1 – Перечень измерительных компонентов ИИК ТИ и ИВКЭ АИИС

№ ИК	Наименование присоединения	Счетчики электроэнергии			Фаза	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения			
		Тип (модификация)	Рег. №	Кл. т. акт./реакт.		Тип (модификация)	Ктр	Рег. №	Кл. т.	Тип (модификация)	Ктр	Рег. №	Кл. т.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
					B	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
					C	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
2	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Смазнево - ТЭЦ АКХЗ (ВЛ СК-231)	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
					B	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
					C	ТФЗМ 220Б-III	600/5	26006-06	0,2S	НКФ-220	(220000:√3)/(100:√3)	26453-08	0,2
3	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №11, ВЛ-110 кВ АГ-88	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5
					B	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5
					C	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5
4	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №10, ВЛ-110 кВ АГ-87	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5
					B	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5
					C	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	(110000:√3)/(100:√3)	14205-94	0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №6, ВЛ-110 кВ АК-79	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
					B	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
					C	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
6	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №7, ВЛ-110 кВ АК-78	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
					B	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
					C	ТФЗМ 110Б-I	300/5	26420-08	0,2S	НКФ-110-57 У1	$(110000:\sqrt{3})/(100:\sqrt{3})$	14205-94	0,5
7	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №114, ЦРП2-1	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТОЛ-10	1000/5	7069-79	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	2611-70	0,5
					C	ТОЛ-10	1000/5	7069-79	0,5				
8	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №8, ЦРП1-2	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТПШЛ-10	5000/5	1423-60	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	2611-70	0,5
					C	ТПШЛ-10	5000/5	1423-60	0,5				
9	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №106, ТОЛ	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТОЛ-10	300/5	7069-79	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТОЛ-10	300/5	7069-79	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
10	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №207, РП21	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТВЛМ-10	1000/5	1856-63	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТВЛМ-10	1000/5	1856-63	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
11	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №211, 1РП8-1	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТОЛ 10-1	200/5	15128-03	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТОЛ 10-1	200/5	15128-03	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
12	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №301, 1РП8-2	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТЛМ-10	400/5	2473-69	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТЛМ-10	400/5	2473-69	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
13	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №309, ТОП	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТОЛ 10-1	300/5	15128-03	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТОЛ 10-1	300/5	15128-03	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
14	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №34, ЦРП1-1	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТПШЛ-10	5000/5	1423-60	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	2611-70	0,5
					C	ТПШЛ-10	5000/5	1423-60	0,5				
15	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №316, ЦРП2-3	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТЛМ-10	1500/5	2473-69	0,5	НТМИ-6-66	6000/100	2611-70	0,5
					C	ТЛМ-10	1500/5	2473-69	0,5				
16	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.312, ввод 3С	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					B	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					C	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
17	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.110, ввод 1С	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					B	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					C	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
18	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.211, ввод 2С	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					B	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5
					C	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	$(6000:\sqrt{3})/$ $(100:\sqrt{3})$	3344-04	0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
19	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.412, ввод 4С	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	(6000:√3)/ (100:√3)	3344-04	0,5
					B	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	(6000:√3)/ (100:√3)	3344-04	0,5
					C	ТЛШ-10	3000/5	11077-03	0,5	ЗНОЛ.06, мод. ЗНОЛ.06-6	(6000:√3)/ (100:√3)	3344-04	0,5
20	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 204, ТУ	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТЛМ-10	300/5	2473-69	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТЛМ-10	300/5	2473-69	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
21	КТП 74-2-14, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-08	0,2S/0,5	A	ТШП, мод. ТШП-0,66	600/5	47957-11	0,5	Прямое включение			
					B	ТШП, мод. ТШП-0,66	600/5	47957-11	0,5				
					C	ТШП, мод. ТШП-0,66	600/5	47957-11	0,5				
22	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-1 (6кВ)	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТШВ15Б	8000/5	5719-76	0,5	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					B	ТШВ15Б	8000/5	5719-76	0,5	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					C	ТШВ15Б	8000/5	5719-76	0,5	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
23	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-2 (6кВ)	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					B	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					C	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
24	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-3 (10кВ)	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					B	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5
					C	ТШЛ20Б-1	8000/5	4016-74	0,2	ЗНОМ-15-63	(6000:√3)/ (100:√3)	1593-70	0,5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25	КТП 70-2-8, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5	Прямое включение			
					B	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5				
					C	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5				
26	КТП 70-15-19, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5	Прямое включение			
					B	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5				
					C	ТШП, мод. ТШП-0,66	300/5	47957-11	0,5				
27	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.7, ВЛ-10 кВ Л-4-7	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТПЛ-10	50/5	1276-59	0,5	НАМИ-10	10000/100	11094-87	0,2
					C	ТПЛ-10	50/5	1276-59	0,5				
28	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.16, ВЛ-10 кВ Л-4-16	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТОЛ 10	100/5	7069-02	0,5	НАМИ-10	10000/100	11094-87	0,2
					C	ТОЛ 10	100/5	7069-02	0,5				
29	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.3, ВЛ-10 кВ Л-4-3	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТПЛ-СЭЩ-10	100/5	38202-08	0,5S	НАМИ-10	10000/100	11094-87	0,2
					C	ТПЛ-СЭЩ-10	100/5	38202-08	0,5S				
30	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.9, ВЛ-10 кВ Л-4-9	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТПЛ-10	50/5	1276-59	0,5	НАМИ-10	10000/100	11094-87	0,2
					C	ТПЛ-10	50/5	1276-59	0,5				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
31	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, П с.ш. 10 кВ, яч.15, ВЛ-10 кВ Л-4-15	СЭТ- 4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТПЛ-СЭЩ-10	150/5	38202-08	0,5S	НАМИ-10	10000/100	11094- 87	0,2
					C	ТПЛ-СЭЩ-10	150/5	38202-08	0,5S				
32	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ-10 кВ, П с.ш. 10 кВ, яч.17, ВЛ-10 кВ Л-4-17	СЭТ- 4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТПЛ-СЭЩ-10	150/5	38202-08	0,5S	НАМИ-10	10000/100	11094- 87	0,2
					C	ТПЛ-СЭЩ-10	150/5	38202-08	0,5S				
33	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ- 6 кВ, 1СШ, яч. № 110, ТС-1	СЭТ- 4ТМ.03М	36697-08	0,2S/0,5	A	ТОЛ-10	150/5	7069-79	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТОЛ-10	150/5	7069-79	0,5	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
34	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ- 6 кВ, 2СШ, яч. № 210, ТС-2	СЭТ- 4ТМ.03	27524-04	0,2S/0,5	A	ТОЛ, мод. ТОЛ-10-I	400/5	47959-11	0,2S	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5
					C	ТОЛ, мод. ТОЛ-10-I	400/5	47959-11	0,2S	НОМ-6	6000/100	159-49	0,5

Для сбора данных с ИИК ТИ используются УСПД типа МИР УСПД-01 (рег. № 27420-08).

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

### Программное обеспечение

Программное обеспечение ИВК представлено программным комплексом «Учет энергоресурсов» и «Центр синхронизации времени», входящими в состав «Системы автоматизированной информационно-измерительной комплексного учета энергоресурсов «МИР». Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав программного обеспечения ИВК АИИС и идентификационные данные компонентов, подлежащих метрологическому контролю

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	AppServ.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.4.0.874
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	b22d09a23e41316798024f2f6e7bc636
Идентификационное наименование программного обеспечения	ReplSvc.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.4.0.107
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1bdc3d6759940bbde4e7ee483e62a897
Идентификационное наименование программного обеспечения	Account.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.2.98
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee5ec3b846260a64a0c6f525b359b153
Идентификационное наименование программного обеспечения	Reports2.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.15.6.3
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d6ca1b5d1bd0f9d44e7839bbf2a2c215
Идентификационное наименование программного обеспечения	CENTERSBOR.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.3.26
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	974e852b0d7e10866a331bc4725e1096
Идентификационное наименование программного обеспечения	AppConf.msc
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	-
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	6ab69328b3227fe09ca907d6a1f70e69

Продолжение таблицы 2

1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	ImpExpXML.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.4.1.2
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d3441e956d9ba61b134c9b3ba69ab102
Идентификационное наименование программного обеспечения	AuthServ.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.0.0.3
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	c708f0bff2957e108d4079bb81c8894a
Идентификационное наименование программного обеспечения	AuthCnfg.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	887ccc0fb91ae4292d145f9a1c4ec9cc
Идентификационное наименование программного обеспечения	AuthCnfg.msc
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	-
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	b161d30f632b79e4eceb2a191c3a251a
Идентификационное наименование программного обеспечения	ServerOm3.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	3.3.0.66
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d190f4ea5794a5150c56addb7ffc5e45
Идентификационное наименование программного обеспечения	GPSService.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.6
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	0f960369de120be33d5969098cc40182
Идентификационное наименование программного обеспечения	GPSCnfg.msc
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	-
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	204b506c0c59f9aaf4c43e46ea3b17f1
Идентификационное наименование программного обеспечения	MonitorGPS.exe
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.4
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	e6bf0c3c2f9f41c932182faee12e81a6

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний».

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 3 - Метрологические характеристики

I, % от Ином	Коэффициент мощности	ИК №23, 24				ИК №27, 28, 30				ИК №7 – 15, 20, 22				ИК №16 – 19, 33				ИК №21				ИК №25, 26			
		$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$
5	0,5	2,3	1,4	2,4	1,7	5,3	2,6	5,4	2,9	5,4	2,6	5,4	2,7	5,4	2,7	5,5	3,0	5,3	2,6	5,3	2,9	5,3	2,5	5,3	2,6
5	0,8	1,5	2,0	1,5	2,3	2,8	4,3	2,9	4,6	2,9	4,4	2,9	4,5	2,9	4,4	3,0	4,6	2,8	4,3	2,9	4,5	2,8	4,3	2,8	4,4
5	0,865	1,3	2,4	1,4	2,7	2,4	5,4	2,5	5,5	2,5	5,4	2,6	5,6	2,5	5,5	2,6	5,6	2,4	5,3	2,5	5,5	2,4	5,3	2,5	5,4
5	1	1,1	-	1,1	-	1,7	-	1,8	-	1,8	-	1,8	-	1,8	-	1,9	-	1,7	-	1,7	-	1,7	-	1,7	-
20	0,5	1,6	1,0	1,7	1,2	2,7	1,4	2,8	2,0	2,9	1,5	3,0	1,6	2,9	1,5	3,0	2,0	2,6	1,3	2,7	1,9	2,6	1,3	2,7	1,4
20	0,8	1,0	1,4	1,1	1,6	1,5	2,3	1,6	2,6	1,6	2,4	1,7	2,5	1,6	2,4	1,8	2,8	1,4	2,2	1,6	2,6	1,4	2,2	1,5	2,3
20	0,865	0,9	1,7	1,1	1,8	1,3	2,8	1,5	3,1	1,4	3,0	1,5	3,0	1,4	3,0	1,6	3,3	1,2	2,7	1,4	3,0	1,2	2,7	1,3	2,8
20	1	0,8	-	0,8	-	0,9	-	1,1	-	1,1	-	1,1	-	1,1	-	1,2	-	0,9	-	1,0	-	0,9	-	0,9	-
100, 120	0,5	1,4	0,9	1,5	1,1	1,9	1,1	2,0	1,7	2,2	1,2	2,2	1,3	2,2	1,2	2,3	1,8	1,8	1,0	1,9	1,7	1,8	1,0	1,9	1,1
100, 120	0,8	0,9	1,3	1,0	1,4	1,1	1,6	1,3	2,1	1,2	1,8	1,3	1,9	1,2	1,9	1,4	2,3	1,0	1,5	1,2	2,1	1,0	1,5	1,1	1,6
100, 120	0,865	0,8	1,5	1,0	1,6	0,9	2,0	1,2	2,4	1,1	2,2	1,2	2,3	1,1	2,2	1,3	2,6	0,8	1,9	1,1	2,3	0,8	1,8	1,0	1,9
100, 120	1	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,9	-	0,9	-	0,9	-	0,9	-	1,0	-	0,6	-	0,8	-	0,6	-	0,7	-

Пределы допускаемых значений поправки часов, входящих в СОЕВ относительно шкалы времени UTC,  $\pm 5$  с

**Примечание**

1. В таблице использованы обозначения:

- $\delta_{W_0}^A$  – доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении активной электрической энергии при вероятности P=0,95;
- $\delta_{W_0}^P$  – доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной электрической энергии при вероятности P=0,95;
- $\delta_W^A$  – доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности P=0,95;
- $\delta_W^P$  – доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности P=0,95.

Таблица 4 - Метрологические характеристики

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК №1, 2				ИК №3, 4, 6, 34				ИК №5				ИК №29				ИК №31, 32			
		$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$	$\delta_{w_0}^A, \pm\%$	$\delta_{w_0}^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$
2	0,5	1,8	1,5	2,0	2,0	2,1	1,6	2,2	2,1	2,1	1,6	2,2	2,1	4,7	2,4	4,7	2,8	4,7	2,4	4,7	2,7
2	0,8	1,2	1,8	1,4	2,3	1,3	2,2	1,4	2,8	1,3	2,0	1,5	2,4	2,5	3,9	2,5	4,3	2,5	3,8	2,6	4,1
2	0,865	1,1	2,1	1,3	2,5	1,3	2,6	1,4	3,3	1,3	2,3	1,4	2,7	2,2	4,9	2,2	5,3	2,2	4,7	2,3	4,9
2	1	0,9	-	1,2	-	1,0	-	1,2	-	1,0	-	1,3	-	1,5	-	1,6	-	1,5	-	1,7	-
5	0,5	1,3	1,3	1,4	1,9	1,7	1,1	1,7	1,4	1,7	1,4	1,8	1,9	2,8	1,4	2,8	1,7	2,8	1,7	2,8	2,1
5	0,8	0,9	1,4	1,1	2,0	1,1	1,5	1,2	1,9	1,1	1,7	1,3	2,2	1,5	2,3	1,6	2,5	1,5	2,4	1,7	2,8
5	0,865	0,8	1,6	1,1	2,1	1,0	1,8	1,1	2,1	1,0	1,9	1,2	2,3	1,4	2,8	1,4	3,1	1,4	2,9	1,5	3,2
5	1	0,6	-	0,8	-	0,8	-	0,8	-	0,8	-	0,9	-	0,9	-	1,0	-	0,9	-	1,1	-
20	0,5	0,9	0,8	1,2	1,6	1,4	1,0	1,5	1,1	1,4	1,0	1,6	1,7	1,9	1,0	2,0	1,2	1,9	1,1	2,0	1,7
20	0,8	0,6	1,0	1,0	1,7	0,9	1,3	1,0	1,5	0,9	1,3	1,2	1,9	1,1	1,6	1,2	1,7	1,1	1,6	1,3	2,1
20	0,865	0,6	1,1	0,9	1,7	0,8	1,5	1,0	1,7	0,8	1,5	1,1	2,1	0,9	2,0	1,1	2,1	0,9	2,0	1,2	2,4
20	1	0,5	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,9	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,9	-
100, 120	0,5	0,9	0,8	1,2	1,6	1,4	0,9	1,5	1,1	1,4	1,0	1,6	1,7	1,9	1,0	2,0	1,2	1,9	1,1	2,0	1,7
100, 120	0,8	0,6	1,0	1,0	1,7	0,9	1,3	1,0	1,4	0,9	1,3	1,2	1,9	1,1	1,6	1,2	1,7	1,1	1,6	1,3	2,1
100, 120	0,865	0,6	1,1	0,9	1,7	0,8	1,5	1,0	1,6	0,8	1,5	1,1	2,1	0,9	1,9	1,1	2,0	0,9	2,0	1,2	2,4
100, 120	1	0,5	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,9	-	0,7	-	0,7	-	0,7	-	0,9	-

Пределы допускаемых значений поправки часов, входящих в СОЕВ относительно шкалы времени UTC,  $\pm 5$  с

Примечание

1. В таблице использованы обозначения:

- $\delta_{w_0}^A$  – доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении активной электрической энергии при вероятности  $P=0,95$ ;
- $\delta_{w_0}^P$  – доверительные границы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной электрической энергии при вероятности  $P=0,95$ ;
- $\delta_w^A$  – доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности  $P=0,95$ ;
- $\delta_w^P$  – доверительные границы допускаемой погрешности при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях при вероятности  $P=0,95$ .

Таблица 5 – Технические характеристики АИИС КУЭ

Характеристика	Значение
Количество измерительных каналов	34
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
<b>Нормальные условия применения компонентов АИИС КУЭ:</b>	
- температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от +21 до +25
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 99 до 101
- частота сети, Гц	от 49,85 до 50,15
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
<b>Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:</b>	
- температура окружающего воздуха в местах расположения счетчиков, °С	от 0 до +40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
- частота сети, Гц	от 49 до 51
- ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 51648151.411711.006.ФО. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1-2 У2	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66 У3	9
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛШ-10У3	12
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УХЛ2.1	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-СЭЦ-10-81 У2	6
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-III ХЛ1	6
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-1 У3	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-6	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-II ХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	14
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии	СЭТ4-ТМ.03М	13
Счетчики электрической энергии	СЭТ4-ТМ.03М.08	1
Счетчики электрической энергии	СЭТ4-ТМ.03	20
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	6
Сервер ИВК	HP Proliant DL380 G3	1
Радиочасы	МИР РЧ-01	1
Терминал	Siemens MC-35i	4
Радиомодем	Integra-TR	3
Терминал	GPRS-контроллер ЛЭРС GSM Plus 2.0	3
Сервер асинхронный	МОХА CN2516	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс». Формуляр	51648151.411711.-ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс». Методика поверки	МП-175-RA.RU.310556-2018	1

### Поверка

осуществляется по документу МП-175-RA.RU.310556-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 07 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;

- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2004г.;

- устройств сбора и передачи данных МИР УСПД-01 – в соответствии с методикой поверки, изложенной в руководстве по эксплуатации М02.109.00.000 РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 г.;

- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс». Свидетельство об аттестации методики измерений №435-RA.RU.311735-2018 от 07 декабря 2018 г.

#### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс»**

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

#### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Алтай-Кокс» (ОАО «Алтай-Кокс»)

ИНН 2205001753

Адрес: 659107, Алтайский край, город Заринск, улица Притаежная, 2

Тел.: +7 (38595) 5-31-80

Факс: +7 (38595) 5-39-04, 5-39-05

E-mail: [ak-a-info@nlmk.com](mailto:ak-a-info@nlmk.com)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел.: +7 (383) 210-08-14

Факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.