

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 74778-19

Лист № 1
Всего листов 12

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 измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, расположенные в отделах АО «Алтай-Кокс», каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД (кроме УСПД, установленной на ПС Камышенская) выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Опрос УСПД, установленной на ПС Камышенская, осуществляется через сеть оператора мобильной сотовой связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

ИВК АИИС КУЭ формирует файлы отчетов с результатами измерений в формате XML и один раз в сутки передает их в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты, а в ПАК АО «АТС» – дополнительно с использованием электронно-цифровой подписи. Формирование отчетов и отправка в ПАК АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ возможно по запросу оператора АРМ АИИС КУЭ.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, так как используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ, ИВК, принимающие сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД (кроме УСПД, установленной на ПС Камышенская) выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин. Интервал проверки текущего времени в УСПД, установленной на ПС Камышенская, составляет не менее 1 раза в сутки.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 мин. УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках и в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ состоит из арабских цифр, наносится на переднюю панель шкафа для размещения сервера в виде наклейки, представлено на рисунке 1. АИИС КУЭ имеет заводской номер 003.

Место нанесения
заводского номера

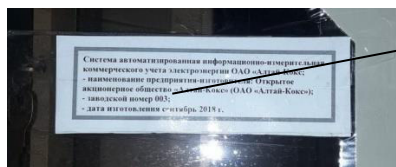


Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Учет энергоресурсов», входящее в состав «Системы автоматизированной информационно-измерительной комплексного учета энергоресурсов «МИР». ПО используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений. В СОЕВ АИИС КУЭ используется ПО «NTP Time Server Monitor», предназначенное для синхронизации ИВК с УССВ.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Учет энергоресурсов»

Значения идентификационных признаков ПО		
Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода - MD5)
AppServ.dll	не ниже 2.4.0.998	9C7726455DC6F87EEBD45A7EF6999A97
ReplSvc.exe	не ниже 2.4.0.107	1BDC3D6759940BBDE4E7EE483E62A897
Reports2.exe	не ниже 2.15.8.286	AE1977DB4E889DEBD0D56CE2BF343552
CENTERSBOR.exe	не ниже 1.0.3.26	974E852B0D7E10866A331BC4725E1096
ImpExpXML.dll	не ниже 2.4.1.2	D3441E956D9BA61B134C9B3BA69AB102
ServerOm3.exe	не ниже 3.3.0.68	0AE5F96B61A30575EFD8C4DCC19BA5E2

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «NTP Time Server Monitor»

Значения идентификационных признаков ПО		
Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода - MD5)
Ntpd.exe	не ниже 4.2.8p15	3A8A1B99A346909869B7935E8046D82F
Mbgtsmon.exe	не ниже 1.04	85ADCB6889BE0EF43C03104C8870266E

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИСКУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИСКУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино	ТФЗМ 220Б-III КТ 0,2S Ктр=600/5 рег.№ 26006-06	НКФ-220-II КТ 0,2 Ктр=(220000:√3)/(100:√3) рег.№ 26453-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	МИР УСПД-01 рег.№ 27420-08	Метроном версии 300 рег.№ 56465-14
2	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Смазнево - ТЭЦ АКХЗ (ВЛ СК-231)	ТФЗМ 220Б-III КТ 0,2S Ктр=600/5 рег.№ 26006-06	НКФ-220-II КТ 0,2 Ктр=(220000:√3)/(100:√3) рег.№ 26453-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-17		
3	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №11, ВЛ-110 кВ АГ-88	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/(100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
4	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №10, ВЛ-110 кВ АГ-87	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/(100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
5	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №6, ВЛ-110 кВ АК-79	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/(100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
6	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №7, ВЛ-110 кВ АК-78	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/(100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
7	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №114, ЦРП2-1	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=1000/5 рег.№ 7069-79	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
8	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №8, ЦРП1-2	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктр=5000/5 рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
9	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №106, ТОЛ	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 7069-79	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
10	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №207, РП21	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=1000/5 рег.№ 1856-63	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
11	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №202, 1РП8-1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=200/5 рег.№ 1856-63	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
12	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №301, 1РП8-2	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=400/5 рег.№ 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
13	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №309, ТОП	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 15128-03	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
14	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №34, ЦРП1-1	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктр=5000/5 рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
15	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №316, ЦРП2-3	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=1500/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
16	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.312, ввод 3С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
17	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.110, ввод 1С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
18	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.211, ввод 2С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
19	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.412, ввод 4С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
20	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 204, ТУ	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
21	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-1 (6кВ)	ТШВ15Б КТ 0,5 Ктр=8000/5 рег.№ 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
22	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-2 (6кВ)	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 Ктр=8000/5 рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
23	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-3 (10кВ)	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 Ктр=8000/5 рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
24	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.7, ВЛ- 10 кВ Л-4-7	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктр=50/5 рег.№ 1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
25	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.16, ВЛ-10 кВ Л-4-16	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 Ктр=100/5 рег.№ 32139-06	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.3, ВЛ- 10 кВ Л-4-3	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=100/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
27	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.9, ВЛ- 10 кВ Л-4-9	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктр=50/5 рег.№ 1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
28	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.15, ВЛ-10 кВ Л-4-15	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=150/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
29	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.17, ВЛ-10 кВ Л-4-17	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=150/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
30	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 110, ТС-1	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=150/5 рег.№ 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
31	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 210, ТС-2	ТОЛ-10-И-2 КТ 0,2S Ктр=400/5 рег.№ 47959-11	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		

Примечания:

- 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблицах 4 и 5.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке, который хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии							
		для диапазона $I_{1(2)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	±0,9	±1,2	±0,6	±0,8	±0,5	±0,7	±0,5	±0,7
	0,8	±1,2	±1,4	±0,9	±1,1	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,5	±1,8	±2,0	±1,3	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
3, 4-6, 31 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
	0,8	±1,3	±1,4	±1,1	±1,2	±0,9	±1,0	±0,9	±1,0
	0,5	±2,1	±2,2	±1,7	±1,7	±1,4	±1,5	±1,4	±1,5
7-21, 30 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,8	±1,8	±1,1	±1,1	±0,9	±0,9
	0,8	не норм.		±2,9	±2,9	±1,6	±1,7	±1,2	±1,3
	0,5	не норм.		±5,4	±5,4	±2,9	±3,0	±2,2	±2,2
22-23 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,1	±1,1	±0,8	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	не норм.		±1,5	±1,5	±1,0	±1,1	±0,9	±1,0
	0,5	не норм.		±2,3	±2,4	±1,6	±1,7	±1,4	±1,5
24-25, 27 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,7	±1,8	±0,9	±1,1	±0,7	±0,9
	0,8	не норм.		±2,8	±2,9	±1,5	±1,6	±1,1	±1,3
	0,5	не норм.		±5,3	±5,4	±2,7	±2,8	±1,9	±2,0
26, 28-29 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,5	±1,6	±0,9	±1,0	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
	0,8	±2,5	±2,5	±1,5	±1,6	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,5	±4,7	±4,7	±2,8	±2,8	±1,9	±2,0	±1,9	±2,0

Примечания:

- 1 В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.
- 2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений электрической энергии и средней мощности.
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии							
		для диапазона $I_{1(2)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±1,8	±2,3	±1,4	±2,0	±1,0	±1,7	±1,0	±1,7
	0,5	±1,5	±2,0	±1,3	±1,9	±0,8	±1,6	±0,8	±1,6
3, 4-6, 31 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±2,2	±2,8	±1,5	±1,9	±1,3	±1,5	±1,3	±1,4
	0,5	±1,6	±2,1	±1,1	±1,4	±1,0	±1,1	±0,9	±1,1
7-21, 30 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±4,4	±4,5	±2,4	±2,5	±1,8	±1,9
	0,5	не норм.		±2,6	±2,7	±1,5	±1,6	±1,2	±1,3
22-23 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±2,0	±2,3	±1,4	±1,6	±1,3	±1,4
	0,5	не норм.		±1,4	±1,7	±1,0	±1,2	±0,9	±1,0
24-25, 27 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±4,3	±4,6	±2,3	±2,6	±1,6	±2,1
	0,5	не норм.		±2,6	±2,9	±1,4	±2,0	±1,1	±1,7
26, 28-29 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±3,9	±4,3	±2,3	±2,5	±1,6	±1,7	±1,6	±1,7
	0,5	±2,4	±2,8	±1,4	±1,7	±1,0	±1,2	±1,0	±1,2

Примечания:

1 В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений электрической энергии и средней мощности.

3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: - температура окружающей среды, °С параметры сети: - напряжение, % от U_n - сила тока, % от I_n - коэффициент мощности $\cos\phi$ - частота, Гц	от +21 до +25 от 99 до 101 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,85 до 50,15
Рабочие условия: - температура окружающей среды, °С: - для счетчиков - для ТТ и ТН параметры сети: - напряжение, % от U_n - сила тока, % от I_n - коэффициент мощности $\cos\phi$ - частота, Гц - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	от 0 до +40 от -40 до +40 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49 до 51 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17) - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08) - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04) - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД МИР УСПД-01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 140000 90000 1 82500
Глубина хранения результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источников бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование измерительных трансформаторов, счетчиков, испытательных клеммников, разветвителей интерфейсов и питания, сервера, УСПД;

- защита информации на программном уровне:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики и сервер.

Знак утверждения типа наносится
наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-III	6
	ТФЗМ 110Б-I	12
	ТОЛ-10	6
	ТПШЛ-10	4
	ТВЛМ-10	4
	ТЛМ-10	6
	ТОЛ 10-1	2
	ТЛШ-10	12
	ТШВ15Б	3
	ТШЛ20Б-1	6
	ТПЛ-10	4
	ТОЛ-СЭЩ-10	2
	ТПЛ-СЭЩ-10-81	6
	ТОЛ-10-I-2	2
Трансформатор напряжения	НКФ-220-II	6
	НКФ-110-57 У1	6
	НТМИ-6-66	2
	НОМ-6	14
	ЗНОЛ.06-6	12
	ЗНОМ-15-63	9
	НАМИ-10	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	13
	СЭТ-4ТМ.03	18
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	4
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	Метроном версии 300	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/34-564-2022, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

ИНН 2205001753

Адрес: 659107, Алтайский край, г. Заринск, ул. Притаежная, д. 2

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского института физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004 Новосибирская обл., г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.