

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 107 от 25.01.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК» (АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC(SU).

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- хранение данных об измеренных величинах в базе данных в течение 3,5 лет;

- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;

- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

- подготовка данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;

- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;

- конфигурирование и настройку параметров АИИС;

- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);

- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановок (ИВКЭ).

- 3-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями; счётчики электроэнергии. Перечень измерительных компонентов ИИК ТИ приведен в таблице 1. В качестве связующих компонентов для соединения уровня ИИК ТИ и уровня ИВКЭ используются модемы для выделенных проводных линий связи типа ZyXEL U-336RE.

В качестве ИВКЭ используется устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 (Рег. № 41907-09) исполнения RTU-327LV-E2-B06-M02, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS, связующие компоненты. В качестве связующих компонентов используются сетевой концентратор, преобразователи интерфейсов MOXA NPort 5450 и MOXA NPort 5430, модемный пул RS-1612 и модемы для выделенных проводных линий связи типа ZYXEL U-336RE. Связующие компоненты ИВКЭ обеспечивают связь между ИВКЭ и ИИК ТИ, также резервный канал связи для доступа к результатам измерений, хранящимся в памяти УСПД ИВКЭ.

В качестве ИВК АИИС КУЭ используется комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10). В ИВК входят компьютеры сервера баз данных, а также рабочие станции, оснащенные программным обеспечением автоматизированных рабочих мест для обеспечения доступа к результатам измерений.

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(SU). Результаты измерений электроэнергии за 30-минутный интервал в виде количества импульсов и журналы событий счетчиков передаются в ИВКЭ.

ИВКЭ осуществляет: сбор, хранение и передачу в сервер АИИС КУЭ результатов измерений и журналов событий счетчиков; пересчет числа импульсов за каждый получасовой интервал в приращения электрической энергии; измерение времени в шкале UTC(SU); синхронизацию часов счетчиков, опрашиваемых УСПД; ведение журналов событий, в которые записывается служебная информация, касающаяся изменения состояния УСПД и внештатные ситуации. УСПД посыпает в счетчики команды синхронизации часов один раз в 30 минут.

ИВК осуществляет сбор результатов измерений с ИВКЭ и перемножение на коэффициенты трансформации накопленных приращений электроэнергии. Сервер АИИС КУЭ обеспечивает хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в программно-аппаратный комплекс коммерческого учета электроэнергии ОАО «АТС», автоматизированную информационную систему филиала ОАО «СО ЕЭС» - «Белгородское РДУ», автоматизированную информационно-измерительную систему ОАО «Белгородэнергосбыт», интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом филиала ОАО «МРСК Центра» - «Белгородэнерго».

На уровне ИВК, с использованием автоматизированных рабочих мест, 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.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ обеспечивает возможность включения дополнительных ИК, аналогичных по структуре существующим в АИИС КУЭ.

В АИИС КУЭ допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов ИИК ТИ

№ ИИК	Наимено- вание	СИ, класс точности, коэффициент преобразования, Рег. №			Тип СИ	
		1	2	3	4	
1	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», яч. WL102, ВЛ 330 кВ Металлургиче- ская - ОЭМК №1	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5 № 32123-06	A B C	TB	
		TH	КТ 0,5 Ктн=(330000:Ö3)/(110:Ö3), №28611-05	A B C	UGC 245 UGC 245 UGC 245	
2	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», яч. WL104, ВЛ 330 кВ Металлургиче- ская - ОЭМК №2	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5 № 32123-06	A B C	TB	
		TH	КТ 0,5 Ктн=(330000:Ö3)/(110:Ö3), № 28611-05	A B C	UGC 245 UGC 245	
		Счет- чик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1, № 31857-06		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
3	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», яч. WL103, ВЛ 330 кВ Старый Оскол - ОЭМК №1	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5 № 32123-06	A B C	TB	
		TH	КТ 0,5 Ктн=(330000:Ö3)/(110:Ö3), № 28611-05	A B C	UGC 245 UGC 245	
		Счет- чик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1, № 31857-06		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
4	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», яч. WL101, ВЛ 330 кВ Старый Оскол - ОЭМК №2	ТТ	КТ 0,2S Ктт=2000/5, №32123-06	A B C	TB	
		TH	КТ 0,5 Ктн=(330000:Ö3)/(110:Ö3), № 28611-05	A B C	UGC 245 UGC 245	
		Счет- чик	КТ 0,2S/0,5 Ксч = 1, № 31857-06		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
5	ПС 110/10/10 кВ «Меткомби- нат», яч. Е07, ВЛ 110 кВ №1 Голофеевка - Меткомбинат 1 цепь	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/1 №28607-05		A	АМТ 110 III
					B	
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =(110000:Ö3)/(100:Ö3) №28610-05		C	
					A	VMG 145 III
6	ПС 110/10/10 кВ "Меткомби- нат", яч. Е08, ВЛ 110 кВ №2 Голофеевка - Меткомбинат 2 цепь	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =1000/1 № 28607-05		B	VMG 145 III
					C	VMG 145 III
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =(110000:Ö3)/(100:Ö3) № 28610-05		A	VMG 145 III
					B	VMG 145 III
7	ПС 110/10/10 кВ «Строитель- ная», ввод 110 кВ на Т11	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =75/5 № 36672-08		C	VMG 145 III
					A	ТГФМ-110 II
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =(110000:Ö3)/(100:Ö3) № 41794-09		B	ТГФМ-110 II
					C	ТГФМ-110 II
8	ПС 110/10/10 кВ «Строитель- ная», ввод 110 кВ на Т12	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =75/5 № 36672-08		A	ЗНГ
					B	ЗНГ
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =(110000:Ö3)/(100:Ö3) № 41794-09		C	ЗНГ
					A	ЗНГ
9	ПС «Промводо- зabor» 110/35/6 кВ, ввод №1 35 кВ от Т13	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73		B	ЗНГ
					C	ЗНГ
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =(35000:Ö3)/(100:Ö3) № 912-54		A	ТФН-35M
					B	ТФН-35M
Счет- чик	УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800		
		Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327		

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
10	ПС «Промводо- зabor» 110/35/6 кВ, ввод №2 35 кВ от Т14	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73		A	ТФН-35М
			КТ 0,5 К _{ТН} =(35000:Ö3)/(100:Ö3) № 912-54		B	-
			КТ 0,5 К _{ТН} =(35000:Ö3)/(100:Ö3) № 912-54		C	ТФН-35М
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
11	ПС «Промводо- зabor» 110/35/6 кВ, ввод №1 6 кВ от Т13	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 № 1261-02		A	ТПОЛ-10
			КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70		B	-
			КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70		C	ТПОЛ-10
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
12	ПС «Промводо- зabor» 110/35/6 кВ, ввод №2 6 кВ от Т14	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =600/5 № 1261-02		A	ТПОЛ-10
			КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70		B	-
			КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70		C	ТПОЛ-10
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
13	ПС «Строительная» 110/10/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч. № 13	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =200/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, № 4947-98		B	-
			КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, № 4947-98		C	ТВЛМ
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
14	ПС «Строительная» 110/10/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч. № 16	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =150/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, № 4947-98		B	-
			КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, № 4947-98		C	ТВЛМ
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 К _{сч} = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
15	ПС «Строительная» 110/10/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч. № 12	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			Ктт=600/5 №45040-10		B	-
			Ктт=600/5 №45040-10		C	ТВЛМ
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100, № 4947-98		A	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		B	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		C	HOM-10-66
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			Ктт=600/5 №45040-10		B	-
			Ктт=600/5 №45040-10		C	ТВЛМ
16	ПС «Строительная» 110/10/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч. № 32	ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100, № 4947-98		A	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		B	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		C	HOM-10-66
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
		ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			Ктт=600/5 №45040-10		B	-
			Ктт=600/5 №45040-10		C	ТВЛМ
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100, № 4947-98		A	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		B	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		C	HOM-10-66
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
17	ПС «Строительная» 110/10/10 кВ, ЗРУ 10 кВ, яч. № 34	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 №45040-10		A	ТВЛМ
			Ктт=600/5 №45040-10		B	-
			Ктт=600/5 №45040-10		C	ТВЛМ
		ТН	КТ 0,5 Ктн=10000/100, № 4947-98		A	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		B	HOM-10-66
			Ктн=10000/100, № 4947-98		C	HOM-10-66
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
		ТТ	КТ 0,5 Ктт=100/5 № 48489-11		A	IWR 10K
			Ктт=100/5 № 48489-11		B	-
			Ктт=100/5 № 48489-11		C	IWR 10K
18	ПС 110/10/10кВ «Стройма- териали», ЗРУ 10 кВ, яч. № 7А	ТН	КТ 1 Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		A	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		B	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		C	EPR 20F
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
		ТТ	КТ 0,5 Ктт=100/5 № 48489-11		A	IWR 10K
			Ктт=100/5 № 48489-11		B	-
			Ктт=100/5 № 48489-11		C	IWR 10K
		ТН	КТ 1 Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		A	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		B	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		C	EPR 20F
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
19	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териали», ЗРУ 10 кВ, яч. № 7В	ТТ	КТ 0,5 Ктт=100/5 № 48489-11		A	IWR 10K
			Ктт=100/5 № 48489-11		B	-
			Ктт=100/5 № 48489-11		C	IWR 10K
		ТН	КТ 1 Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		A	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		B	EPR 20F
			Ктн=(10000:Ö3)/(100: Ö3), № 28608-05		C	EPR 20F
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
20	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териалы», ЗРУ 10 кВ, яч. № 14А	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5 № 28612-05		A	IWR 10K
					B	-
		ТН	КТ 1 К _{ТН} =(10000:Ø)/(100: Ø), № 28608-05		C	IWR 10K
					A	EPR 20F
21	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териалы», ЗРУ 10 кВ, яч. № 14В	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =150/5 №28612-05		B	EPR 20F
					C	EPR 20F
		ТН	КТ 1 К _{ТН} =(10000:Ø)/(100: Ø), №28608-05		A	EPR 20F
					B	EPR 20F
22	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териалы», ЗРУ 10 кВ, яч. № 15А	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5 №28612-05		C	EPR 20F
					A	IWR 10K
		ТН	КТ 1 К _{ТН} =(10000:Ø)/(100: Ø), №28608-05		B	-
					C	IWR 10K
23	ПС 110/10/10 кВ "Стройма- териалы", ЗРУ 10 кВ, яч. № 15В	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =100/5 №28612-05		A	EPR 20F
					B	-
		ТН	КТ 1 К _{ТН} =(10000:Ø)/(100: Ø), №28608-05		C	IWR 10K
					A	EPR20F
24	РП 93К, ЗРУ 10 кВ, яч. № 24	ТТ	КТ 0,5S К _{ТТ} =200/5 № 22192-07		B	-
					C	HTPL-10-M
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100, № 831-69		A	HTMI-10-66
					B	
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
					RTU-327	

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
25	РП 93К, ЗРУ 10 кВ, яч. № 21	ТТ	КТ 0,5S Ктт=150/5 № 22192-07		A	ТПЛ-10-М
			КТ 0,5 Ктн=10000/100, № 831-69		B	-
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	ТПЛ-10-М
			УСПД		Альфа А1800	
26	КТП «Стройбаза» 10/0,4 кВ ввод 0,4 кВ от Т19	ТТ	КТ 0,5 Ктт=1500/5 №15173-01		A	ТШП-0,66
			Счет- чик		B	ТШП-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	ТШП-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
27	КТП «Стройбаза» 10/0,4 кВ ввод 0,4 кВ от Т20	ТТ	КТ 0,5 Ктт=1500/5 № 15173-01		A	ТШП-0,66
			Счет- чик		B	ТШП-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	ТШП-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
28	КТП «ПНС» 10/0,4 кВ ввод 0,4 кВ от Т17	ТТ	КТ 0,5 Ктт=1500/5 № 15173-01		A	ТШП-0,66
			Счет- чик		B	ТШП-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	ТШП-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
29	КТП «ПНС» 10/0,4 кВ ввод 0,4 кВ от Т18	ТТ	КТ 0,5 Ктт=1500/5 №15173-01		A	ТШП-0,66
			Счет- чик		B	ТШП-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	ТШП-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
30	ТП 10/0,4 кВ «ЗУК», ВРУ-0,4 кВ, фидер № 4	ТТ	КТ 0,5 Ктт=400/5 № 17551-06		A	T-0,66
			Счет- чик		B	T-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	T-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
31	ТП 10/0,4 кВ «ЗУК», ПР-1, фидер № 6	ТТ	КТ 0,5 Ктт=100/5 № 17551-06		A	T-0,66
			Счет- чик		B	T-0,66
		УСПД	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	T-0,66
			Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
RTU-327				RTU-327		

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
32	КТП 2*1000кВА «н/станция 3-го подъема», КЛ 0,4 кВ ГРС ОАО «ОЭМК»	ТТ	КТ 0,5 КТТ=100/5 №17551-06		A	T-0,66
			КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		B	T-0,66
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	T-0,66
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
33	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териалы», ввод 110 кВ на Т17	ТТ	КТ 0,5 КТТ=300/5 №28614-05		A	IMBD-145-A2
			КТ 0,2 КТН=(110000:Ö3)/(100: Ö3) №28613-05		B	IMBD-145-A2
		Счет- чик	КТ 0,5S/1,Ксч = 1, № 31857-11		C	IMBD-145-A2
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
34	ПС 110/10/10 кВ «Стройма- териалы», ввод 110 кВ на Т18	ТТ	КТ 0,5 КТТ=300/5 № 28614-05		A	IMBD-145-A2
			КТ 0,2 КТН=(110000:Ö3)/(100: Ö3) № 28613-05		B	IMBD-145-A2
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	IMBD-145-A2
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
35	ПС 330/110 кВ "ОЭМК", ЗРУ 110 кВ, яч. Т2-А2	ТТ	КТ 1 КТТ=1800/1 № 48489-11		A	GSOS 4520
			КТ 0,5 КТН=110000/110 № 48487-11		B	GSOS 4520
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	GSOS 4520
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	
36	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110 кВ, яч. Т6-А3	ТТ	КТ 1 КТТ=1800/1 №48489-11		A	GSOS4520
			КТ 0,5 КТН=110000/110 №48487-11		B	GSOS4520
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		C	GSOS4520
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		Альфа А1800	

Продолжение таблицы 1

1	2	3			4	
37	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110 кВ, яч. Т5-А3	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =1800/1 №37102-08		A	AMT 123/145/3
					B	
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} =110000/100 № 37114-08		C	
					A	SUD 123/145/S
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
38	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110кВ, яч. Т5-А2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =1800/1 № 37102-08		A	AMT 123/145/3
					B	
		ТН	КТ 0,2 К _{ТН} =110000/110 №37114-08		C	
					A	SUD 123/145/S
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
39	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110кВ, яч. Т3-А2	ТТ	КТ 1 К _{ТТ} =1800/1 № 48489-11		A	GSOS4520
					B	GSOS4520
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =110000/110 № 48487-11		C	GSOS4520
					A	WGC 123
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
40	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110кВ, яч. Т6-А2	ТТ	КТ 1 К _{ТТ} =1800/1 №48489-11		A	GSOS4520
					B	GSOS4520
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =110000/110 № 48487-11		C	GSOS4520
					A	WGC123
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	
41	ПС 330/110 кВ «ОЭМК», ЗРУ 110кВ, яч. Т7-А2	ТТ	КТ 1 К _{ТТ} =1800/1 № 48489-11		A	GSOS4520
					B	GSOS4520
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =110000/110 № 48487-11		C	GSOS4520
					A	WGC 123
		Счет- чик	КТ 0,5S/1 Ксч = 1, № 31857-11		Альфа А1800	
		УСПД	Куспд = 1, № 41907-09		RTU-327	

Программное обеспечение

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов 41.
Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности и границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности Р=0,95 при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведеныв таблице 3.
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с±5.
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, ИВКЭ и ИИК ТИ автоматическое.
Рабочие условия применения компонентов АИИС:
температура окружающего воздуха:
для измерительных трансформаторов, °С от минус 45 до 40,
для счетчиков, связующих компонентов, °С от 0 до 40,
для оборудования ИВК и ИВКЭ, °С от 10 до 35;
частота сети, Гц от 49,5 до 50,5;
напряжение сети (относительного номинального значения $U_{\text{ном}}$), % от 90 до 110;
индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,5.
Допускаемые значения информативных параметров:
ток (ИК с 1 по 4, 7, 8, с 13 по 17, 24, 25), % от $I_{\text{ном}}$ от 2 до 120;
ток (ИК 5, 6, с 9 по 12, с 18 по 23, с 26 по 41), % от $I_{\text{ном}}$ от 5 до 120;
напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности

№ ИК	I	2 % от Iном				5 % от Iном				20 % от Iном				100 % от Iном, 120 % от Iном			
		cos j	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87	1	0,5	0,8	0,87
с 1 по 4	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	2,1	1,3	1,3	1,0	1,7	1,1	1,0	0,8	1,5	0,9	0,8	0,7	1,5	0,9	0,8	0,7
	$\pm\delta_W^A$ %	3,1	2,7	2,6	2,5	2,8	2,6	2,5	2,4	2,8	2,5	2,5	2,4	2,8	2,5	2,5	2,4
	$\pm\delta_W^P$ %	2,1	2,8	3,3	-	1,4	1,9	2,1	-	1,1	1,5	1,7	-	1,1	1,4	1,6	-
35, 36, с 39 по 41	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	-	-	-	-	10,6	5,6	4,9	3,4	5,5	2,9	2,5	1,8	3,9	2,1	1,8	1,4
	$\pm\delta_W^A$ %	-	-	-	-	10,9	6,2	5,5	4,2	6,1	3,9	3,7	3,0	4,7	3,4	3,2	2,8
	$\pm\delta_W^P$ %	-	-	-	-	6,1	9,2	11,2	-	4,4	5,6	6,5	-	4,0	4,7	5,2	-
5, 6, с 9 по 12	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	-	-	-	-	5,5	3,0	2,7	1,8	3,1	1,7	1,5	1,2	2,4	1,4	1,2	1,0
	$\pm\delta_W^A$ %	-	-	-	-	6,1	4,0	3,8	3,0	4,1	3,1	3,1	2,7	3,6	3,0	2,9	2,6
	$\pm\delta_W^P$ %	-	-	-	-	4,5	5,8	6,6	-	3,9	4,3	4,6	-	3,8	4,0	4,2	-
7, 8, с 13 по 17, 24, 25	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	4,9	2,7	2,4	1,9	3,1	1,9	1,8	1,2	2,4	1,4	1,2	1,0	2,4	1,4	1,2	1,0
	$\pm\delta_W^A$ %	5,6	3,8	3,6	3,3	4,1	3,3	3,2	2,7	3,6	3,0	2,9	2,6	3,6	3,0	2,9	2,6
	$\pm\delta_W^P$ %	4,3	5,3	6,0	-	4,1	4,5	4,8	-	3,8	4,0	4,2	-	3,8	4,0	4,2	-
с 18 по 23	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	-	-	-	-	5,9	3,3	2,9	2,1	3,8	2,1	1,9	1,5	3,2	1,9	1,7	1,4
	$\pm\delta_W^A$ %	-	-	-	-	6,5	4,2	3,9	3,2	4,6	3,4	3,3	2,8	4,2	3,2	3,1	2,8
	$\pm\delta_W^P$ %	-	-	-	-	4,7	6,0	6,9	-	4,0	4,7	5,1	-	3,9	4,4	4,7	-
33, 34, 37, 38	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	-	-	-	-	5,4	3,0	2,6	1,8	2,9	1,6	1,4	1,1	2,2	1,2	1,1	0,9
	$\pm\delta_W^A$ %	-	-	-	-	6,0	4,0	3,7	3,0	3,9	3,1	3,0	2,6	4,2	3,2	3,1	2,8
	$\pm\delta_W^P$ %	-	-	-	-	4,5	5,7	6,5	-	3,8	4,2	4,5	-	3,9	4,4	4,7	-
с 26 по 32	$\pm\delta_{W_o}^A$ %	-	-	-	-	5,4	2,9	2,6	1,7	2,8	1,5	1,3	1,0	2,1	1,1	1,0	0,8
	$\pm\delta_W^A$ %	-	-	-	-	6,0	3,9	3,7	3,0	3,9	3,0	3,0	2,6	3,4	2,9	2,8	2,5
	$\pm\delta_W^P$ %	-	-	-	-	4,5	5,7	6,5	-	3,8	4,2	4,5	-	3,7	3,9	4,0	-

$\delta_{W_o}^A$ - границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности;

δ_W^A - границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности Р=0,95 при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения;

δ_W^P - границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности Р=0,95 при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра БЭСТ.411711.010ПС1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК». Паспорт-формуляр».

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ: ТВ-220-IX УХЛ-1	12
Трансформатор тока	GSOS 4520	15
Трансформатор тока	АМТ 123/145/3: АМТ 145	2
Трансформатор тока	ТГФМ-110 II	6
Трансформатор тока	ТФН-35	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	АМТ 110 III	2
Трансформатор тока	IMBD-145-A2	6
Трансформатор тока	IWR 10K	12
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	10
Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	12
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформатор напряжения	UGC 245	12
Трансформатор напряжения	WGC 123	5
Трансформатор напряжения	SUD 123/145/S: SUD 145/S	2
Трансформатор напряжения	VMG 145 III	6
Трансформатор напряжения	ЗНГ-110	6
Трансформатор напряжения	CPDE 123N-C	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6
Трансформатор напряжения	EPR 20F	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-35HVS	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327LV-E2-B06-M02	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800: А1802RAL-P4GB-DW-4	11

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800: A1805RAL-P4GB-DW-4	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800: A1805RL-P4G-DW-4	7
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800: A1805RL-P4G-DW-3	17
Сервер баз данных	HP ProLiant ML350	1
Рабочая станция	Intel Pentium 4, 512 Мб, HDD 120 Гб	2
Эксплуатационная документация, согласно ведомости эксплуатационных документов	БЭСТ.411711.010ЭД	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК». Методика поверки	030-30007-14	1

Поверка

осуществляется по документу 030-30007-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в октябре 2014 г.

Основные средства поверки:

- миллитесламетр портативный ТП2-2У (Рег. № 16373-08),
- мультиметр APPA-109 (Рег. № 20085-11),
- вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Рег. № 22029-10),
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Рег. № 23070-05),
- тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (поправка системных часов не более ± 10 мкс),
- для трансформаторов тока измерительных - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003,
- для трансформаторов напряжения измерительных - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011,
- для счетчиков электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018РЭ «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.,

- для устройства сбора и передачи данных RTU-327 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466215.007МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTUJ-327. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК». Свидетельство об аттестации методики измерений №211-01.00249-2014 от 13 октября 2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ОЭМК»

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

Изготовитель

Акционерное общество «Оскольский электрометаллургический комбинат» (АО «ОЭМК»)
ИНН: 3128005752
Адрес: 309515, Россия, Белгородская область, г. Старый Оскол
Телефон: +7 (4725) 37-27-07

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
Телефон: +7 (383) 210-08-14
Факс: +7 (383) 210-13-60
E-mail: 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

С.С. Голубев

М.п. « ____ » 2018 г.