

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/10 кВ «Арзамасская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/10 кВ «Арзамасская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800, класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-05 в части реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей и технических средств приема - передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU-325H (Reg. № 44626-10, зав. № 005708), устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS (далее - УССВ) и коммутационного оборудования.

УСПД обеспечивает сбор данных со счетчиков, расчет (с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН) и архивирование результатов измерений электрической энергии в энергонезависимой памяти с привязкой ко времени, передачу этой информации в информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК). Полученная информация накапливается в энергонезависимой памяти УСПД. Расчетное значение глубины хранения архивов составляет не менее 45 суток. Точное значение глубины хранения информации определяется при конфигурировании УСПД.

Третий уровень - ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базах данных серверов ПАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее - ОРЭ).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), который входит в Систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (далее - АИИС КУЭ ЕНЭС) (Reg. № 59086-14).

ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, центры сбора и обработки данных (далее - ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), радиосервер точного времени РСТВ-01 (далее - РСТВ-01).

Для работы с АИИС КУЭ на уровне подстанции предусматривается организация АРМ подстанции.

Измерительные каналы (далее - ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет вычисления. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии (активная и реактивная). Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

ИВК осуществляет опрос уровня ИВКЭ при помощи основного канала связи - волоконно-оптической линии связи (далее - ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному GSM-каналу связи. Данные поступают на ЦСОД Исполнительного аппарата ПАО «ФСК ЕЭС» (далее ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС») для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалу ОАО «СО ЕЭС» и ИАСУ КУ ОАО «АТС». Связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к уровню ИВКЭ поступают в обратном порядке.

В состав АИИС КУЭ входит СОЕВ, выполняющая законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя, УССВ, ИВК, РСТВ-01, УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 2 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически УССВ, которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-485. Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

На ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» установлен радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Рег. № 40586-12). РСТВ-01 расположен в серверной стойке ЦСОД. РСТВ-01 автоматически выполняет контроль времени в ЦСОД, корректировка часов ЦСОД выполняется с погрешностью, не более ± 1 с.

При выходе из строя УССВ время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специальное программное обеспечение (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. СПО АИИС КУЭ ЕНЭС обеспечивает защиту программного обеспечения (далее - ПО) и измерительной информации с помощью электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	d233ed6393702747769a45de8e67b57e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, 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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты			Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности P=0,95	Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности P=0,95
1	2	3	4	5	6	7	8
ПС 500/220/110/10 кВ «Арзамасская»							
1	ВЛ 220 кВ Арзамасская - Сасово с отпайкой на Саровскую ТЭЦ ИК № 14	СА-245 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801950/1; Зав. № 0801950/2; Зав. № 0801950/3	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Зав. № 0808376/6; Зав. № 13002262/1; Зав. № 0808376/4; Зав. № 0808376/3; Зав. № 0808376/2; Зав. № 0808376/1	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200758	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ВЛ 220 кВ Арзамасская- Починковская- 2 ИК № 16	СА-245 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801950/7; Зав. № 0801950/8; Зав. № 0801950/9	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 0808376/6; Зав. № 13002262/1; Зав. № 0808376/4; Зав. № 0808376/3; Зав. № 0808376/2; Зав. № 0808376/1	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200750	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
3	ВЛ 220 кВ Арзамасская- Лукояновская №1 ИК № 18	СА-245 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801950/22; Зав. № 0801950/23; Зав. № 0801950/24	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 0808376/6; Зав. № 13002262/1; Зав. № 0808376/4; Зав. № 0808376/3; Зав. № 0808376/2; Зав. № 0808376/1	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200766	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
4	ВЛ 220 кВ Арзамасская- Лукояновская №2 ИК № 19	СА-245 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801950/19; Зав. № 0801950/20; Зав. № 0801950/21	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 0808376/3; Зав. № 0808376/2; Зав. № 0808376/1; Зав. № 0808376/6; Зав. № 13002262/1; Зав. № 0808376/4	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200770	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ВЛ 110 кВ Арзамасская - Сатис (ВЛ-110 кВ Арзамас- Сатис) ИК № 26	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/7; Зав. № 0801951/8; Зав. № 0801951/19	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1; Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200755	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
6	ВЛ 110 кВ Арзамасская- Разино (ВЛ-110 Арзамас- Разино) ИК № 27	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/10; Зав. № 0801951/12; Зав. № 0801951/13	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4; Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200752	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
7	ВЛ 110 кВ Арзамасская - Лукояновская 110 (ВЛ-110 Лукояновская) ИК № 28	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/11; Зав. № 0801951/14; Зав. № 0801951/15	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1; Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200772	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ВЛ 110 кВ Арзамасская - Панфилово с отпайками (ВЛ-110 кВ Лесогорская- 1) ИК № 29	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/9; Зав. № 0801951/20; Зав. № 0801951/21	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4; Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200773	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
9	ВЛ 110 кВ Арзамасская- Арзамас-110 с отпайками (ВЛ-110 кВ Лесогорская- 2) ИК № 30	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/22; Зав. № 0801951/23; Зав. № 0801951/24	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1; Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200771	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1
10	ВЛ 110 кВ Арзамасская- Кардавилъ (ВЛ-110 кВ Лесогорская- 3) ИК № 31	СА-123 Кл. т. 0,2S 500/1 Зав. № 0801951/28; Зав. № 0801951/29; Зав. № 0801951/30	DDB-123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 0808375/6; Зав. № 0808375/5; Зав. № 0808375/4; Зав. № 0808375/3; Зав. № 0808375/2; Зав. № 0808375/1	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01200768	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 2,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	10 Рем.Завод-1 ИК № 36	TPU 40.23 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 1VLT5109029112; Зав. № 1VLT5109029118; Зав. № 1VLT5109029090	TJP 4.0 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5209012870; Зав. № 1VLT5209012871; Зав. № 1VLT5209012872	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01200786	активная реактивная	1,2 2,5	5,0 4,2
12	10 Лесогорск-1 ИК № 37	TPU 40.23 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 1VLT5109029128; Зав. № 1VLT5109029095; Зав. № 1VLT5109029115	TJP 4.0 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5209012870; Зав. № 1VLT5209012871; Зав. № 1VLT5209012872	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01200790	активная реактивная	1,2 2,5	5,0 4,2
13	10 Лесогорск-2 ИК № 48	TPU 40.23 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 1VLT5109029097; Зав. № 1VLT5109029120; Зав. № 1VLT5109029107	TJP 4.0 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5209012861; Зав. № 1VLT5209012862; Зав. № 1VLT5209012863	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01200779	активная реактивная	1,2 2,5	5,0 4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	10 Рем.Завод- 2 ИК № 49	TPU 40.23 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 1VLT5109029105; Зав. № 1VLT5109029103; Зав. № 1VLT5109029104	TJP 4.0 Кл. т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1VLT5209012861; Зав. № 1VLT5209012862; Зав. № 1VLT5209012863	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01200785	активная реактивная	1,2 2,5	5,0 4,2
15	Жилой дом, 0,4 кВ ИК № 59	T-0,66 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 165203; Зав. № 110881; Зав. № 110885	-	A1805RLQ-P4GB- DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Зав. № 01298300	активная реактивная	1,0 2,1	4,9 3,9

Примечания:

1 В Таблице 2 в графе «Границы интервала относительной погрешность измерений, ($\pm d$), %», в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$ » приведены границы интервала погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчика электроэнергии от плюс 15 до плюс 30 °С.

2 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение ($220\pm 4,4$) В; частота ($50\pm 0,5$) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения ($0,99-1,01$) $U_{н}$; диапазон силы тока ($1,0-1,2$) $I_{ном}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) $-0,87(0,5)$; частота ($50\pm 0,5$) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ от плюс 15 до плюс 35 °С; ТН от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков: от плюс 21 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 15 до плюс 25 °С; ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения ($0,9-1,1$) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока ($0,01-1,2$) $I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) $0,5-1,0$ ($0,6-0,87$); частота ($50\pm 0,5$) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 30 до плюс 35 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения ($0,9-1,1$) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока ($0,02$ ($0,01$ при $\cos\varphi=1$)- $1,2$) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos j$ ($\sin j$) $0,5-1,0$ ($0,6-0,87$); частота ($50\pm 0,5$) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха ($40-60$) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 15 до плюс 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик - среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 - не менее 120000 ч; среднее время восстановления работоспособности 168 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55000 ч., среднее время восстановления работоспособности 24 ч.;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 - не менее 30 лет;
- ИВКЭ - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 45 суток;
- ИВК - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	СА-245	64461-16	12
Трансформатор тока	СА-123	64486-16	18
Трансформатор тока	TPU 40.23	64460-16	12
Трансформатор тока	T-0,66	22656-07	3
Трансформатор напряжения	DFK-245	64448-16	6
Трансформатор напряжения	DDB-123	64449-16	6
Трансформатор напряжения	TJP 4.0	64485-16	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQ-P4GB-DW-4	31857-06	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1805RLQ-P4GB-DW-4	31857-11	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	44626-10	1
Радиосервер точного времени	PCTB-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	-	1
Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС	ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС	59086-14	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	-	1
АРМ оператора	АРМ	-	1
Переносной инженерный пульт	Notebook	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64763-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/10 кВ «Арзамасская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2016 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»;
- счетчик типа Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-325H - по документу ДЯИМ.466215.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325T и RTU-325H. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС - в соответствии с документом МП 59086-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» от 10 ноября 2014 г.;
- РСТВ-01 - в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039РЭ «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации», раздел 5 «Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 22 января 2009г.;
- 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 со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллitesламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/220/110/10 кВ «Арзамасская», 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 подстанции 500/220/110/10 кВ «Арзамасская»

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Тел./факс: 8-800-200-18-81/(495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Средневожская Инжиниринговая Компания» (ООО «СВИК»)
ИНН: 6319179949
Адрес: 443008, г. Самара, тупик Томашевский, д. 3а, офис 303
Тел.: (846) 246-03-27

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, 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. « ____ » _____ 2016 г.