

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПС 500 кВ Томская

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ПС 500 кВ Томская (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

### 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 учёта (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 КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает три уровня:

- 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (далее - ИИК ТИ);
- 2-й уровень – информационно-измерительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ);
- 3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (далее - ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (далее - ТН) со вторичными цепями; счётчики электроэнергии.

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, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых

подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временем окончания интервала интегрирования в шкале UTC(SU).

ИВКЭ состоит из устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU-325 (Рег. №37288-08), устройства синхронизации системного времени типа УССВ-35HVS, связующих компонентов, автоматизированного рабочего места (далее - АРМ).

ИВКЭ обеспечивает ведение журналов событий, сбор результатов измерений и журналов событий со счетчиков электрической энергии, хранение результатов измерений и журналов событий, передачу результатов измерений на уровень ИВК, синхронизацию шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени UTC, приведение результатов измерений к именованным величинам с учетом коэффициентов трансформации, отображение результатов измерений.

В АИИС КУЭ используется информационно-вычислительный комплекс, входящий в состав системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Единой национальной электрической сети (Рег. №59086-14).

ИВК осуществляет: сбор, обработку и хранение в базе данных АИИС КУЭ результатов измерений и журналов событий счетчиков; измерение времени в шкале UTC(SU); синхронизацию часов счетчиков; ведение журналов событий.

ИВК обеспечивает перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, формирование отчетных документов и передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» в информационные системы смежных субъектов оптового рынка по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 80020 в соответствии с требованиями регламентов оптового рынка электроэнергии. Передача результатов измерений в формате XML 80020 заверенных электронно-цифровой подписью осуществляется с АРМ.

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и информационные каналы между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень измерительных каналов и их состав приведен в таблице 1. Замену измерительных компонентов оформляют в соответствии с МИ 2999-2011.

В АИИС КУЭ выделяется система обеспечения единого времени (СОЕВ), которая работает следующим образом. УССВ в составе ИВКЭ обрабатывает сигналы системы GPS и обеспечивает синхронизацию шкалы времени часов УСПД со шкалой времени UTC при выявлении поправки превышающей  $\pm 1$  с. УСПД каждые 30 минут посылает в счетчики команду синхронизации часов вне зависимости от величины поправки часов счетчиков относительно часов УСПД.

Таблица 1 – Перечень измерительных каналов (ИК) и состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, рег. номер СИ		Фаза, тип (модификация) СИ	
1	2	3		4	
17	ТХН ТМХ	ТТ	КТ 0,5; Рег. № 51624-12; К <sub>ТТ</sub> =1000/5	А	ТШЛ-СЭЩ-0,66
				В	ТШЛ-СЭЩ-0,66
				С	ТШЛ-СЭЩ-0,66
		ТН	Не используется		
	Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11		АльфаА1800	
19	В УШР-500	ТТ	КТ 0,2S; Рег. № 35872-07; К <sub>ТТ</sub> =400/1	А	ТГФ 500-П*
				В	ТГФ 500-П*
				С	ТГФ 500-П*
		ТН	КТ 0,2; Рег. № 15852-06; К <sub>ТН</sub> =(500000:ÖВ)/(100:ÖВ)	А	СРА-550
				В	СРА-550
				С	СРА-550
			Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	

1	2	3		4	
23	В-10 АТ-2	ТТ	КТ 0,5S; Рег. № 47959-16; К <sub>ТТ</sub> =100/5	А	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				В	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				С	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800			
24	В-10 ТСН-2	ТТ	КТ 0,5S; Рег. № 47959-16; К <sub>ТТ</sub> =40/5	А	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				В	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				С	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800			
25	В-10-2 УШР-500	ТТ	КТ 0,5; Рег. № 32139-06; К <sub>ТТ</sub> =300/5	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800	
26	В-10 ТСН-1	ТТ	КТ 0,5S; Рег. № 47959-16; К <sub>ТТ</sub> =40/5	А	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				В	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				С	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800			
27	В-10-1 УШР-500	ТТ	КТ 0,5; Рег. № 32139-06; К <sub>ТТ</sub> =300/5	А	ТОЛ-СЭЩ-10
				С	ТОЛ-СЭЩ-10
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
		Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800	
28	В-10 АТ-1	ТТ	КТ 0,5S; Рег. № 47959-16; К <sub>ТТ</sub> =100/5	А	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				В	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
				С	ТОЛ(ТОЛ-10-М-3)
		ТН	КТ 0,5; Рег. № 46738-11; К <sub>ТН</sub> =(10500:Ö)/(100:Ö)	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Рег. № 31857-11	АльфаА1800			
В состав всех ИК входит УСПД типа RTU-325 (Рег. №37288-08), образующее второй уровень АИИС КУЭ					

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) СПО АИИС КУЭ ЕНЭС. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 2. Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D223ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм расчета цифрового идентификатора ПО	MD5 для склейки файлов DataServer.exe и DataServer_USPD.exe

**Метрологические и технические характеристики**  
приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от Ином	Коэффициент мощности	ИК №17			ИК №19			ИК №23, ИК №24, ИК №26, ИК №27			ИК №25, ИК №28		
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_w^A$ %	$\delta_w^P$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	0,50	-	-	-	±1,8	±2,0	±2,1	±4,8	±4,8	±2,8	-	-	-
2	0,80	-	-	-	±1,2	±1,4	±2,3	±2,6	±2,7	±4,2	-	-	-
2	0,87	-	-	-	±1,1	±1,3	±2,5	±2,2	±2,4	±5,1	-	-	-
2	1,00	-	-	-	±0,9	±1,2	-	±1,6	±1,8	-	-	-	-
5	0,50	±5,3	±5,3	±3,0	±1,3	±1,4	±1,9	±3,0	±3,0	±2,3	±5,4	±5,5	±3,1
5	0,80	±2,8	±2,9	±4,6	±0,9	±1,1	±2,1	±1,7	±1,8	±3,0	±2,9	±3,0	±4,7
5	0,87	±2,4	±2,5	±5,5	±0,8	±1,1	±2,1	±1,5	±1,6	±3,4	±2,5	±2,6	±5,7
5	1,00	±1,7	±1,7	-	±0,6	±0,8	-	±1,1	±1,2	-	±1,8	±1,9	-
20	0,50	±2,6	±2,7	±2,0	±0,9	±1,2	±1,7	±2,2	±2,3	±1,9	±2,9	±3,0	±2,1
20	0,80	±1,4	±1,6	±2,6	±0,6	±1,0	±1,8	±1,2	±1,4	±2,4	±1,6	±1,8	±2,8
20	0,87	±1,2	±1,4	±3,1	±0,6	±0,9	±1,8	±1,1	±1,3	±2,7	±1,4	±1,6	±3,3
20	1,00	±0,9	±1,0	-	±0,5	±0,7	-	±0,9	±1,0	-	±1,1	±1,2	-
100, 120	0,50	±1,8	±1,9	±1,8	±0,9	±1,2	±1,7	±2,2	±2,3	±1,9	±2,2	±2,3	±1,9
100, 120	0,80	±1,0	±1,2	±2,1	±0,6	±1,0	±1,8	±1,2	±1,4	±2,4	±1,2	±1,4	±2,4
100, 120	0,87	±0,8	±1,1	±2,4	±0,6	±0,9	±1,8	±1,1	±1,3	±2,7	±1,1	±1,3	±2,7
100, 120	1,00	±0,6	±0,8	-	±0,5	±0,7	-	±0,9	±1,0	-	±0,9	±1,0	-

Нормальные условия измерений – по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ТУ 4228-011-29056091-11

Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более ±5 с

$\delta_{w_0}^A$  – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности

$\delta_w^A$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения

$\delta_w^P$  – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности  $P=0,95$  при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование	Значение
Количество измерительных каналов (ИК)	8
Период измерений активной и реактивной средней 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	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК не менее, лет	3,5
Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ не менее, суток	90
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Температура окружающего воздуха для:	
измерительных трансформаторов, °С	от -45 до +40
счетчиков, связующих компонентов, °С	от 0 до +40
оборудования ИВКЭ, °С	от +10 до +35
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
Напряжение сети питания, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
Индукция внешнего магнитного поля, не более, мТл	0,5
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos j$	0,5 инд. –1,0 – 0,5 емк.

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра П5000243-440454-039-АКУ.01ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Томская. Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Сведения о комплектности приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Тип, модификация	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТШП-СЭЦ-0,66	3
Трансформаторы тока	ТГФ-500-II*	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-М-3	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	4
Трансформаторы напряжения	СРА-550	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	АльфаА1800	8
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-35 HVS	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Томская. Формуляр	П5000243-440454-039-АКУ.01ФО	1

Наименование	Тип, модификация	Кол-во, шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Томская. Методика поверки	МП-124-RA.RU.310556-2018	1

### **Поверка**

осуществляется по документу МП-124-RA.RU.310556-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Томская. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 30.03.2018 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);
- NTP серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени, вторичных эталонов ВЭТ 1-5 или ВЭТ 1-7;
- для измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- для измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-325– в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.466.453.005МП утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ 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 ПС 500 кВ Томская».

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ Томская**

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

### **Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 1655189422

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

### **Заявитель**

Омский филиал Общества с ограниченной ответственностью «КВАРЦ Групп»

ИНН 7728549952

Адрес: 644035, г. Омск, проспект Губкина, д. 7

Телефон: +7 (3812) 29-32-00

Факс: +7 (3812) 29-32-00

E-mail: [office-omsk@quartz-group.ru](mailto:office-omsk@quartz-group.ru)

**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](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

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.