

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Тюмень

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Тюмень (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и каналообразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую 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 трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где происходит передача полученных данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) (основной канал связи) на третий уровень системы при помощи коммуникационного сервера опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации в базе данных АИИС КУЭ, предоставление информации пользователям, оформление справочных и отчетных документов.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит УССВ, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью не хуже ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера опроса ИВК АИИС КУЭ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В качестве программного обеспечения (ПО), установленного на сервере сбора ИВК, используется специальное программное обеспечение (СПО) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения (далее - ПО) приведены в таблице 1.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Торгили	ВСТ 300/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 37288-08
2	ВЛ 110 кВ Туринская	ВСТ 300/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ВЛ 110 кВ Созоново	ВСТ 200/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ВЛ 110 кВ Домостроительная	ВСТ 500/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-1	ВСТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-2	ВСТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег.№ 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ ТТЭЦ1-3	ВСТ 600/5- Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 37288-08
8	ВЛ 110 кВ Тарманы-1	ВСТ 400/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав. № Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
9	ВЛ 110 кВ Тарманы-2	ВСТ 400/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
10	ВЛ 110 кВ Березняки	ВСТ 500/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ВЛ 110 кВ Казарово	ВСТ 500/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ВЛ 110 кВ Химфарм	ВСТ 300/5 Кл. т. 0,2S Рег.№ 17869-05	CPB 123 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	КЛ-10 кВ Рембаза-1	ТПУ 4 400/5 Кл. т. 0,5S Рег.№ 45424-10	ТJP 4 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 45423-10	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	КЛ-10 кВ Рембаза-2	ТПУ 4 400/5 Кл. т. 0,5S Рег.№ 45424-10	ТJP 4 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег.№ 45423-10	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС-1	TG 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. №26735-08	CPB 550 500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. №15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325 Рег. № 37288-08
16	ВЛ 500 кВ Реф- тинская ГРЭС- 2	TG 550 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. №26735-08	CPB 550 500000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. №15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
17	ВЛ 220 кВ ТММЗ -1	ВСТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. №17869-10	CPB 245 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. №15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
18	ВЛ 220 кВ ТММЗ-2	ВСТ 600/5 Кл. т. 0,2S Рег. №17869-10	CPB 245 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. №15853-06	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электро-энергии на интервале времени 30 минут.

3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологиче-скими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предпри-ятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

4 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

5 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии со-хранения цифрового идентификатора ПО).

6 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

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

Таблица 3 Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,0	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
13, 14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,6	1,1	0,9	0,9
	0,9	2,1	1,3	1,0	1,0
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
15-18 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	1,0	0,9	0,6	0,5	0,5
	0,9	1,0	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	2,6	2,1	1,7	1,7
	0,8	2,0	2,1	1,7	1,7
	0,5	1,6	1,9	1,7	1,7
13, 14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	5,7	3,6	2,6	2,6
	0,8	4,0	3,5	2,6	2,6
	0,5	2,5	3,5	2,6	2,6
15-18 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,5)	0,9	2,3	1,7	1,2	1,2
	0,8	1,8	1,6	1,2	1,2
	0,5	1,5	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-12 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,2	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,3	1,1	1,0	1,0
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	1,2	1,8	1,6	1,6
13, 14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	1,0	1,8	1,2	1,1	1,1
	0,9	2,2	1,5	1,2	1,2
	0,8	2,7	1,8	1,4	1,4
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
15-18 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	1,0	1,1	0,9	0,8	0,8
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1-12 (ТТ 0,2S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	3,0	2,5	2,2	2,2
	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
13, 14 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,9	5,9	3,9	3,0	3,0
	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
15-18 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,5)	0,9	2,7	2,2	1,9	1,9
	0,8	2,3	1,9	1,7	1,7
	0,5	1,9	1,6	1,5	1,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с					± 5

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	18
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosj температура окружающей среды °C - для счетчиков активной энергии - для счетчиков реактивной энергии	от 99 до 101 от 2 до 120 0,9 от +21 до +25 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности, $\cos \varphi$, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 2 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа 1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 24 55000 24 160000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа 1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребления за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 200 3,5 75 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации—участники оптового рынка электроэнергетики по электронной почте.

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначения	Количество, шт.
Трансформатор тока	ВСТ-110	36
Трансформатор тока	ТПУ 4	6
Трансформатор тока	TG 550	12
Трансформатор тока	ВСТ 220	6
Трансформатор напряжения	СРВ 123	6
Трансформатор напряжения	ТЈР 4	6
Трансформатор напряжения	СРВ 550	6
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	18
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Радиосервер точного времени (УССВ)	РСТВ-01-01	1
АРМ АИИС КУЭ	HP DS7800	1
Сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	-	1
ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	201-002-2019	1
Паспорт-формуляр	0010-102/1-103-125.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 201-002-2019 «Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Тюмень. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в «22» марта 2019 года.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки трансформаторов напряжения – в соответствии с МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя. Рекомендация»; и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- средства поверки счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному в 2012 г.;
- средства поверки УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- средства поверки радиосервера точного времени РСТВ-01 – в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11 г.;
- прибор комбинированный «TESTO» рег. № 38735-08;
- радиочасы МИР РЧ-01 рег. № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ.

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

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Тюмень, аттестованной ООО «Альфа-Энерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311785 от 15.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Филиал Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» - Магистральные электрические сети Западной Сибири
(филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Западной Сибири)

ИНН 4716016979

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

Телефон: (3462) 77-75-04

Факс: (3462) 77-73-01

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго»
(ООО «Альфа-Энерго»)

ИНН 7707798605

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский переулок, д. 16, пом. 1

Телефон: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.