

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюльская энергосбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюльская энергосбытовая компания» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения и отображения информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С70 (Госреестр СИ РФ № 28822-05), СИКОН С10 (Госреестр СИ РФ № 21741-01) и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ на базе «ИКМ-Пирамида», сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД (для ИК №№ 5, 6 сигнал с выходов счетчиков по каналу GSM поступает непосредственно на ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации,

оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются на сервер ОАО «Тулская энергосбытовая компания» (ОАО «ТЭК») в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0.

Резервным способом сбора информации от счетчиков является обмен данным с серверами смежных субъектов:

- сервер ОАО МРСК Центра и Приволжья, филиал «Калугаэнерго»;
- сервер ОАО МРСК Центра и Приволжья, филиал «Тулэнерго».

Данные передаются в формате 80020.

На сервере ОАО «ТЭК» создаются электронные документы, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП). Отправка электронных документов в ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ осуществляется с сервера ОАО «ТЭК».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-2 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов ИВК один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД/ИВК с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД/ИВК более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	Метрологический модуль	Metrology .dll	не ниже 1.0.0.0	52e28d7b608799bb3c cea41b548d2c83	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав 1-ого и 2-ого уровней АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК.

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип					Заводской номер		Основная Погрешность ИК, ± %
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
1	ПС 91 «Ферзиково» 110/35/10 кВ, ВЛ 110 кВ Шипово-Ферзиково	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	А	ТФЗМ-110Б-1У1	33534	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,4
				В	-	-					
				С	ТФЗМ-110Б-1У1	33528					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	А	НКФ-110-83У1	34052					
				В	НКФ-110-83У1	33720					
				С	НКФ-110-83У1	34314					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		05030035					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ПС 398 «Космос» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Космос-Заокская	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	44711	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТФЗМ-110Б-1У1	24390					
				C	ТФЗМ-110Б-1У1	45088					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ-110-83У1	47766					
				B	НКФ-110-83У1	58001					
				C	НКФ-110-83У1	22575					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050385							
3	ПС 398 «Космос» 110/35/10 кВ, ВЛ-110 кВ Шипово - Космос	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	24557	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТФЗМ-110Б-1У1	24645					
				C	ТФЗМ-110Б-1У1	24563					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ-110-83У1	47766					
				B	НКФ-110-83У1	58001					
				C	НКФ-110-83У1	22575					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050388							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
4	ПС 398 «Космос» 110/35/10 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	24378	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				B	ТФЗМ-110Б-1У1	24410					
				C	ТФЗМ-110Б-1У1	25569					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ-110-83У1	47766					
				B	НКФ-110-83У1	58001					
				C	НКФ-110-83У1	22575					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050384	Реактивная	2,3	2,7				
5	ПС 220/110/10кВ «Протон», ВЛ-110 кВ Протон - Заокская	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-ШУ1	6461	22000000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,2	5,7
				B	ТФЗМ-110Б-ШУ1	6287					
				C	ТФЗМ-110Б-ШУ1	6481					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ-110-83У1	46456					
				B	НКФ-110-83У1	45121					
				C	НКФ-110-83У1	44847					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-4		01146008	Реактивная	2,5	3,4				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС 220/110/10кВ «Прогон» ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-ШУ1	4940	2200000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,4
				B	ТФЗМ-110Б-ШУ1	5120					
				C	ТФЗМ-110Б-ШУ1	4494					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	A	НКФ-110-83У1	46456					
				B	НКФ-110-83У1	45121					
				C	НКФ-110-83У1	44847					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RL-P1B-4		01146013							
7	ПС 34 «Шелево» 110/35/10 кВ, ВЛ – 110 кВ Черепеть- Шелево Северная	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	51934	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
				B	ТФЗМ-110Б-1У1	51913					
				C	ТФЗМ-110Б-1У1	51956					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	1687					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	1709					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	2214					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050380							
8	ПС 34 «Шелево» 110/35/10 кВ, ВЛ – 110 кВ Черепеть- Шелево Южная	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-71	A	ТФЗМ-110Б-1У1	50480	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,4
				B	ТФЗМ-110Б-1У1	50587					
				C	ТФЗМ-110Б-1У1	51696					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	2427					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	2396					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	1895					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08051849							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
9	ПС 34 «Шелелево» 110/35/10 кВ, ВЛ 110 кВ Шелелево – Белев 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 29255-07	A	ТВ-110-IX-УХЛ1	153	88000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				B	ТВ-110-IX-УХЛ1	152					
				C	ТВ-110-IX-УХЛ1	144					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	1687					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	1709					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	2214					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050378			Реактивная	2,3	2,7		
10	ПС 34 «Шелелево» 110/35/10 кВ, ВЛ- 110 кВ Шелелево – Белев 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 29255-07	A	ТВ-110-IX-УХЛ1	321	88000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				B	ТВ-110-IX-УХЛ1	172					
				C	ТВ-110-IX-УХЛ1	347					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	2427					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	2396					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	1895					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		12020008			Реактивная	2,3	2,7		
11	ПС 34 «Шелелево» 110/35/10 кВ, ОВ-110кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 29255-07	A	ТВ-110-IX-УХЛ1	167	132000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	1,1	5,5
				B	ТВ-110-IX-УХЛ1	162					
				C	ТВ-110-IX-УХЛ1	171					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	1687					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	1709					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	2214					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		12020050			Реактивная	2,3	2,7		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
12	ПС 15 «Белев» 110/35/10 кВ, ВЛ 110 кВ Черепеть-Агеево ВЛ 35 кВ Белев - Ульяново	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 44359-10	A	ТВЭ-35	2805А	14000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,4
				B	ТВЭ-35	2805В					
				C	ТВЭ-35	2805С					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-05	A	НАМИ-35УХЛ1	1060					
B											
C											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.1		0108070833							
13	ПС 15 «Агеево» 110/35/10кВ, ВЛ 110 кВ Черепеть-Агеево ВЛ 35 кВ Белев - Ульяново	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 29255-07	A	ТВ-110-IX-УХЛ1	2972	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТВ-110-IX-УХЛ1	170					
				C	ТВ-110-IX-УХЛ1	158					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	2217					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	2149					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	2140					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050375					
14	ПС 15 «Агеево» 110/35/10кВ, ОМВ- 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 29255-07	A	ТВ-110-IX-УХЛ1	279	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
				B	ТВ-110-IX-УХЛ1	304					
				C	ТВ-110-IX-УХЛ1	349					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	A	НАМИ 110 УХЛ1	2217					
				B	НАМИ 110 УХЛ1	2149					
				C	НАМИ 110 УХЛ1	2140					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ 4ТМ.02.2		08050374					

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) $U_{ном}$; ток (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02(0,05) - 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус $60 ^\circ\text{C}$ до $40 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $60 ^\circ\text{C}$; для УСПД от минус $10 ^\circ\text{C}$ до $50 ^\circ\text{C}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10 до $30 ^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 – 90000 часов; для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА – не менее 50 000 часов; для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02 – 90000 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 41000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналах событий счетчика фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;

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

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тулская энергосбытовая компания».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тулская энергосбытовая компания».

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-1У1	17
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б-ШУ1	6
Трансформатор тока ТВ-110	15
Трансформатор тока ТВЭ-35	3
Трансформатор напряжения НКФ-110-83У1	9
Трансформатор напряжения НАМИ 110 УХЛ1	9
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02.2	11
Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАЛЬФА	2
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70	1
Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С10	4
Сервер на базе «ИКМ-Пирамида»	1
АРМ оператора	1
Методика поверки	1
Паспорт формуляр 07.2014.ТЭК-АУ.ФО-ПС	1
Технорабочий проект 07.2014.ТЭК-АУ.ТРП	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59710-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тульская энергосбытовая компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 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»; МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1, раздел «Методика поверки». методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК 6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;
- для СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- для СИКОН С10 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С10. Методика поверки ВЛСТ 180.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2003 году;
- 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 системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тульская энергосбытовая компания».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тулльская энергосбытовая компания»

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ Р 8.596-2002	«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12
тел./факс: (495) 788-48-25/(495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытания средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2015 г.