



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.061.A № 48771

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ООО "Энергосбыт-Центр"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Энергоучет", г. Воронеж

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51777-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51777-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 20 ноября 2012 г. № 1044

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007433

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергосбыт-Центр»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергосбыт-Центр» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности), отпускаемой потребителям ООО «Энергосбыт-Центр» г. Липецк, а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной (реактивной) электроэнергии (мощности);
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводной связи поступает по коммутируемому каналу связи GSM на вход сервера опроса и сервера баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности), накопление, формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналам связи (основной – On Line Internet канал; резервный – GSM) вышестоящим и внешним пользователям (ОАО «АТС», СО-СДУ ЕЭС и др.). Коммерческая информация, пе-

редаваемая внешним пользователям, отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макета 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 2 уровней

1-й уровень – 19 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТПОЛ-10, ТВК-10, ТОЛ-10 класса точности 0,5, ТОЛ-10-1 класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НТМИ-10-66, НТМИ-6, НТМИ-6-66, НАМИ-10-95УХЛ2, ЗНОЛ.06-10УЗ, НАМИТ-10-2УХЛ2 класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
- счетчики электроэнергии (счетчики) многофункциональные микропроцессорные с цифровыми выходными интерфейсами и оптическим портом по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 (реактивная энергия) типа СЭТ-4ТМ.03М.01 и СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности 0,5S/1,0 и СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S/0,5;
- вторичные цепи;
- технические средства СОЕВ - блоки синхронизации и связи КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355;
- каналы связи со 2 уровнем – GSM коммутируемый канал.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс с функциями комплекса электротановки (ИВК с функциями ИВКЭ) в составе:

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении;
- технические средства приёма-передачи данных - модем (GSM);
- технические средства СОЕВ - GPS приемник BR-355
- каналы связи между ИВК и внешними пользователями - основной (выделенный канал связи до сети провайдера Интернет) и резервный (канал связи GSM);
- источник бесперебойного питания (APS Smart-UPS SUA1000I USB).
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа;
- АРМ диспетчера, пользователей (1 экз).

ИИК ТУ, ИВК с функциями ИВКЭ и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ

Программное обеспечение

- Специализированное ПО «Энфорс АСКУЭ» и ПО «Энфорс Энергия 2+»

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5	6
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Администрирование программного комплекса (C:\Program Files\Enforce\ASKUE)	EnfAdmin.exe	2.3.23	f8197a111ba0c8579f67ec2bf1c198e5	MD5
	Оперативный контроль	NewOpcon.exe		98fc8cdd9d642624daebc324f31f59e3	
	Отчеты	NewReports.exe		6edf8b590cd3aadf17e62bc5b4f63126	
	Ручная обработка данных	DataProc.exe		5da292d5daa85d29ef540625f3562458	
	Ручной и автоматический ввод данных	NewMEdit.exe		46951a1b6f7bc95dcc7ef9de04d9d732	

1	2	3	4	5	6
ПО «Энфорс АСКУЭ»	Формирование макетов 80020 xml	M80020.exe		ce7bb2858a21dff28b925816a3a1dda0	
	Формирование макетов 51070 xml	NewM51070.exe		63d44b869d8f03b7fe1c41f131e9695c	
	Формирование макетов 80040 и 80050 xml	M80050.exe		612e20fbd0684ea5198e150d17e5ab47	
	Формирование макетов АСКП	Enf_ASKP.exe		73da93a3eeb445b7f35c4937dbd85320	
	Загрузка макетов 80020 xml	M80020_imp.exe		7fc7b8b089484802b239b0d2e2ef4c96	
	Перевод присоединений на обходные выключатели	Obhod.exe		3f46f7031a9c92da0fba bcc9a5666750	
	Торговый график	Tradegr.exe		4a320234f37eedbb9441f71dacbe6462	
	Расчет вычисляемых показателей	Calc_Formula.exe		ced70f330d11fd08bdfe91f4f729386e	
	Настройка подключения к БД	Enflogon.exe		73148d7f83a14a9ab5f03561085cff9b	
ПО «Энфорс Энергия 2+»	Сборщик (C:\Program Files\Энфорс Энергия 2+)	Collector_oracle.exe	2.0	01b520cf1826f59d286516f53b9544a3	
	Администратор	Admin2.exe		01ec3094814700d9f842727a1338d1d5	
	Оперативный контроль по 3-х минутным интервалам	Opcon2.exe		41808f02efdb282cf512cc8b5f3d4b77	
	Отчеты	Reports2.exe		ae0d33f062c4c76250e abed23dbfa2a7	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ состоит из блоков синхронизации времени счетчиков КСС-11 в комплекте с GPS приемником BR-355, установленных на каждом энергообъекте, а также GPS приемника BR-355, установленного на сервере АИИС КУЭ. Блок КСС-11 предназначен для согласования работы интерфейсов RS-232C; RS-485 и преобразования сигнала со спутникового приемника в протокол широкополосного запроса на синхронизацию времени счетчиков.

Блок КСС-11 производит коррекцию времени счетчиков 1 раз в сутки с точностью ± 2 с/сут. Условием корректировки времени в счетчиках служит прием блоком КСС-11 сигналов точного времени со спутниковой антенны GPS и отсутствие признака корректировки времени в счетчиках в течение текущих суток.

Коррекция времени в ИВК с функциями ИВКЭ (сервере) производится 1 раз в сутки от GPS приемника с точностью ± 2 с/сут. От таймера сервера в автоматическом режиме производится периодическая подстройка таймеров АРМ АИИС КУЭ.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 5 с/сут.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень ИК АИИС КУЭ, наименования объекта учета и присоединения, вид СИ в составе ИК, метрологические и технические характеристики СИ.

В таблицах 3 и 4 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

ИК		Средство измерений					Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины		
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности ¹ , коэффициент трансформаций ² , № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				
1	2	3		4		5	6	7		
1	ПС 110/35/10/6 кВ "Гидрооборудование" яч.1 10кВ	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5; К _{тт} =600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	1947	12000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	14591		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{тн} =10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	1461		812114356	12000	Напряжение первичное, U ₁
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C	95УХЛ2					Напряжение вторичное, U ₂
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		812114356		12000	Ток вторичный, I ₂	
						12000	Напряжение вторичное, U ₂			
						12000	Энергия активная, W _P			
						12000	Энергия реактивная, W _Q			
						12000	Календарное время			
2	ПС 110/35/10/6 кВ "Гидрооборудование" яч.47 10кВ	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5; К _{тт} =600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	12134	12000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	27666		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{тн} =10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66	ПНВА		812114032	12000	Напряжение первичное, U ₁
				B	НТМИ-10-66					Ток вторичный, I ₂
				C	НТМИ-10-66					Напряжение вторичное, U ₂
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		812114032		12000	Ток вторичный, I ₂	
						12000	Напряжение вторичное, U ₂			
						12000	Энергия активная, W _P			
						12000	Энергия реактивная, W _Q			
						12000	Календарное время			
3	ПС 110/35/10/6 кВ "Гидрооборудование" яч.28 6кВ	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5; К _{тт} =1000/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	14089	12000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	13057		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{тн} =6000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	515		812114094	12000	Напряжение первичное, U ₁
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C	95УХЛ2					Напряжение вторичное, U ₂
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		812114094		12000	Ток вторичный, I ₂	
						12000	Напряжение вторичное, U ₂			
						12000	Энергия активная, W _P			
						12000	Энергия реактивная, W _Q			
						12000	Календарное время			
4	ПС 110/35/10/6 кВ "Гидрооборудование" яч.8 6кВ	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5; К _{тт} =600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	20398	7200	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	20385		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{тн} =6000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	430		7200	7200	Напряжение первичное, U ₁
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C	95УХЛ2					Напряжение вторичное, U ₂
								7200	Ток вторичный, I ₂	
						7200	Напряжение вторичное, U ₂			
						7200	Энергия активная, W _P			
						7200	Энергия реактивная, W _Q			
						7200	Календарное время			

¹ К_{ТТ} – класс точности трансформаторов тока
К_{ТН} – класс точности напряжения
К_{Тсч} – класс точности счетчика электроэнергии.

² К_{тт} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока
К_{тн} – коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения
К_{сч} – коэффициенты трансформации счетчика электроэнергии

1	2	3		4		5	6	7
	ПС 110/35/10/6 кВ "Гидрооборудование" яч.8 6кВ	Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		812110268	7200	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
5	РП 10 кВ "Завод" яч.11	ТТ	КТТ=0,2S; КТТ=150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	22661	3000	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10-1	22664		
				C	ТОЛ-10-1	22655		
		ТН	КТН=0,5 КТН=10000/100 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3	1003865		Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОЛ.06-10У3	1003861		
				C	ЗНОЛ.06-10У3	1003816		
Счетчик	КТсч=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		802110625	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
6	РП 10 кВ "Завод" яч.3	ТТ	КТТ=0,2S; КТТ=150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	22652	3000	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10-1	17066		
				C	ТОЛ-10-1	17316		
		ТН	КТН=0,5 КТН=10000/100 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3	1003865		Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОЛ.06-10У3	1003861		
				C	ЗНОЛ.06-10У3	1003816		
Счетчик	КТсч=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		808101275	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
7	РП 10 кВ "Завод" яч.4	ТТ	КТТ=0,2S; КТТ=150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	22651	3000	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10-1	22650		
				C	ТОЛ-10-1	22649		
		ТН	КТН=0,5 КТН=10000/100 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3	1003867		Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОЛ.06-10У3	1003869		
				C	ЗНОЛ.06-10У3	1003868		
Счетчик	КТсч=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		812105179	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
8	РП 10 кВ "Завод" яч.12	ТТ	КТТ=0,2S; КТТ=150/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	17065	3000	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10-1	17064		
				C	ТОЛ-10-1	17063		
		ТН	КТН=0,5 КТН=10000/100 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10У3	1003867		Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОЛ.06-10У3	1003869		
				C	ЗНОЛ.06-10У3	1003868		
Счетчик	КТсч=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		812104631	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

1	2	3		4		5	6	7		
9	ПС 110/35/10 кВ "Чаплыгин" яч.17 10кВ	ТТ	КТТт=0,5; Ктт=200/5 № 8913-82	A	ТВК-10-УХЛ5	10026	4000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТВК-10-УХЛ5	10025		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТн=0,5 Ктн=10000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-	145411000 0007		СЭТ-4ТМ.03.01	108074678	Напряжение вторичное, U ₂
				B	2УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C						Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 24524-04							
10	ПС 35/10 кВ "Хлебопродукты" яч.2 10кВ	ТТ	КТТт=0,5; Ктт=200/5 № 8913-82	A	ТВК-10-УХЛ3	8036	4000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТВК-10-УХЛ3	8044		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТн=0,5 Ктн=10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	1730		СЭТ-4ТМ.03.01	0108071520	Напряжение вторичное, U ₂
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C						Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 24524-04							
11	ПС 35/10 кВ "Хлебопродукты" яч.11 10кВ	ТТ	КТТт=0,5; Ктт=200/5 № 8913-82	A	ТВК-10-УХЛ3	20716	4000	Ток первичный, I ₁		
				C	ТВК-10-УХЛ3	10393		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТн=0,5 Ктн=10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	1731		СЭТ-4ТМ.03.01	0108072114	Напряжение вторичное, U ₂
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C						Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 24524-04							
12	ПС 110/6 кВ "Агрегатная" яч.5 6кВ	ТТ	КТТт=0,5; Ктт=800/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	15505	9600	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	15510		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТн=0,5 Ктн=6000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	376		СЭТ-4ТМ.03М.01	802121978	Напряжение вторичное, U ₂
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C						Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08							
13	ПС 110/6 кВ "Агрегатная" яч.17 6кВ	ТТ	КТТт=0,5; Ктт=600/5 № 1261-59	A	ТПОЛ-10	4644	7200	Ток первичный, I ₁		
				C	ТПОЛ-10	7076		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТн=0,5 Ктн=6000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-	382		СЭТ-4ТМ.03М.01	802121852	Напряжение вторичное, U ₂
				B	95УХЛ2					Ток вторичный, I ₂
				C						Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08							

1	2	3		4		5	6	7		
14	ПС 110/6 кВ "Западная" яч.104 6кВ	ТТ	КТТ=0,5; КТТ=800/5 № 7069-79	А	ТОЛ-10	534	9600	Ток первичный, I ₁		
				С	ТОЛ-10	993		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТН=0,5 КТН=6000/100 № 16687-97	А	НАМИТ-	0341		812111563	9600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В	10УХЛ2					
				С						
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						
15	ПС 110/6 кВ "Западная" яч.210 6кВ	ТТ	КТТ=0,5; КТТ=800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	542	9600	Ток первичный, I ₁		
				С	ТПОЛ-10	994		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТН=0,5 КТН=6000/100 № 16687-97	А	НАМИТ-	0335		812110212	9600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В	10УХЛ2					
				С						
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						
16	ПС 110/6 кВ "Западная" яч.103 6кВ	ТТ	КТТ=0,5; КТТ=800/5 № 7069-79	А	ТОЛ-10	552	9600	Ток первичный, I ₁		
				С	ТОЛ-10	553		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТН=0,5 КТН=6000/100 № 16687-97	А	НАМИТ-	0341		812110191	9600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В	10УХЛ2					
				С						
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						
17	ПС 110/6 кВ "Западная" яч.211 6кВ	ТТ	КТТ=0,5; КТТ=800/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	991	9600	Ток первичный, I ₁		
				С	ТПОЛ-10	992		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТН=0,5 КТН=6000/100 № 16687-97	А	НАМИТ-	0335		802121120	9600	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В	10УХЛ2					
				С						
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						
18	ПС 110/6кВ "Трубная-1" яч.7 6кВ	ТТ	КТТ=0,5; КТТ=600/5 № 8913-82	А	ТВК-10-УХЛЗ	16442	7200	Ток первичный, I ₁		
				С	ТВК-10-УХЛЗ	00471		Напряжение первичное, U ₁		
		ТН	КТН=0,5 КТН=6000/100 № 831-69	А	НТМИ-6	522		802121060	7200	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В						
				С						
		Счетчик	КТсч=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						

1	2	3		4		5	6	7	
19	ПС 110/6кВ "Трубная-1" яч.15 6кВ	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5; К _{ТТ} =600/5 № 8913-82	А	ТВК-10-УХЛ3	15314	7200	Ток первичный, I ₁	
				С	ТВК-10-УХЛ3	15309		Напряжение первичное, U ₁	
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{ТН} =6000/100 № 2611-70	А	НТМИ-6-66	903		802121841	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				В					
				С					
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3 – Пределы допускаемых относительных погрешностей $\delta_{WP(Q)}$ ИК активной (реактивной) электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации

$\delta_{WP, \%}$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{сч}	Значение cos ϕ	5 % ≤ I/In ³ < 20% W _{P5%} ≤ W _P ⁴ < W _{P20%}	20% ≤ I/In < 100% W _{P20%} ≤ W _P < W _{P100%}	100% ≤ I/In ≤ 120% W _{P100%} ≤ W _P ≤ W _{P120%}
1 - 4, 9 - 19	0,5	0,5	0,5s	1,0	±2,2	±1,3	±1,2
				0,8	±3,1	±1,8	±1,5
				0,5	±5,6	±3,1	±2,5
$\delta_{WQ, \%}$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{сч}	Значение cos ϕ (sin ϕ)	5 % ≤ I/In < 20% W _{Q5%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	20% ≤ I/In < 100% W _{Q20%} ≤ W _Q < W _{Q100%}	100% ≤ I/In ≤ 120% W _{Q100%} ≤ W _Q ≤ W _{Q120%}
1 - 4, 9 - 19	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	±4,8	±3,2	±2,8
				0,5(0,87)	±3,1	±2,6	±2,4

Таблица 4 – Пределы допускаемых относительных погрешностей $\delta_{WP(Q)}$ ИК активной (реактивной) электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации

$\delta_{WP, \%}$								
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{сч}	Значение cos ϕ	1 % ≤ I/In ⁵ < 5% W _{P1%} ≤ W _P ⁶ < W _{P5%}	5 % ≤ I/In < 20% W _{P5%} ≤ W _P < W _{P20%}	20% ≤ I/In < 100% W _{P20%} ≤ W _P < W _{P100%}	100% ≤ I/In ≤ 120% W _{P100%} ≤ W _P ≤ W _{P120%}
5 - 8	0,2s	0,5	0,2s	1,0	±1,2	±0,9	±0,7	±0,7
				0,8	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9
				0,5	±2,3	±1,7	±1,5	±1,5

³ I/In – значение тока нагрузки от 5 до 120% номинального

⁴ W_{P5%} (W_{Q5%}) - W_{P120%} (W_{Q120%}) - значения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) при токе нагрузки от 5 до 120% номинального

⁵ I/In – значение тока нагрузки от 1 до 120% номинального

⁶ W_{P1%} (W_{Q1%}) - W_{P120%} (W_{Q120%}) - значения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) при токе нагрузки от 1 до 120% номинального

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	$\delta_{W_Q}, \%$				
				Значение $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$1\% \leq I/In < 5\%$ $W_{Q1\%} \leq W_Q < W_{Q5\%}$	$5\% \leq I/In < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	$20\% \leq I/In < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	$100\% \leq I/In < 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
5 - 8	0,2s	0,5	0,5	0,8(0,6)	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
				0,5(0,87)	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
5 - 8	0,2s	0,5	0,2s	1,0	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001
- счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425- 2005.

Таблица 5 - Условия эксплуатации ИК АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Диапазоны изменения параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
Сила переменного тока, А	от $I_{2 \text{ мин}}$ до $I_{2 \text{ макс}}$	от $I_{1 \text{ мин}}$ до $1,2 I_{1 \text{ ном}}$	—
Напряжение переменного тока, В	от $0,9 U_{2 \text{ ном}}$ до $1,1 U_{2 \text{ ном}}$	—	от $0,9 U_{1 \text{ ном}}$ до $1,1 U_{1 \text{ ном}}$
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{смк}	0,8 _{инд} ; 1,0	0,8 _{инд} ; 1,0
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные (в помещении П/С)	от минус 40 до плюс 60 от 5 до 35	от минус 50 до плюс 45 от 5 до 35	от минус 50 до плюс 45 от 5 до 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	не более 0,5	—	—
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ _{инд})	—	от $0,25 S_{2 \text{ ном}}$ до $1,0 S_{2 \text{ ном}}$	—
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8$ _{инд})	—	—	от $0,25 S_{\text{ном}}$ до $1,0 S_{\text{ном}}$

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности трансформаторов тока:

- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности трансформаторов напряжения:

- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности счётчиков электроэнергии:

- среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Параметры надежности сервера:

- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Параметры надежности СОЕВ:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 48 ч;
- блок синхронизации срок службы, не менее 25 лет

Параметры надежности каналообразующей аппаратуры (модемы и т.п.):

- коэффициент готовности не менее 0,95,

- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.;
- среднее время наработки па отказ не менее 30000 ч.

Параметры надежности каналов передачи данных:

- коэффициент готовности не менее 0,95,
- скорость передачи данных 9600 бит/с.

Параметры надежности блока синхронизации часов реального времени (КСС-11):

- среднее время наработки па отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч;
- срок службы, не менее 25 лет

Надежность системных решений:

- наличие на сервере аппаратных средств резервирования информации (RAID 5);
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий: в журнале событий счётчика:

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

Регистрация события: в журнале событий сервера:

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

Контроль полноты и достоверности результатов и состояния средств измерений.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выходных клемм трансформаторов тока и напряжения;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3,5 года (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3,5 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 3 и определяется проектной документацией на систему

В комплект поставки также входит техническая документация на систему и на комплектующие СИ.

- формуляр-паспорт НСЛГ.466645.020 ПФ
- руководство пользователя НСЛГ.466645.020 ИЗ
- инструкции по формированию и ведению базы данных НСЛГ.466645.020 И4;
- инструкции по эксплуатации АИИС НСЛГ.466645.020 ИЭ;

- технологическая инструкция НСЛГ.466645.020 И2
- руководство по эксплуатации счётчиков;
- паспорт на счётчики;
- методика поверки

Поверка

осуществляется по документу МП 51777-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергосбыт-Центр». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в июне 2012 г.

Таблица 6-Перечень СИ, применяемых при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1.Термометр	ТП 22	Цена делений 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ ± 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус 180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 ВА; ПГ ±0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ±0,03 ВА 199,9 ВА ПГ ±0,3 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., цена деления 0,1 с	При определении погрешности хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и (или) по ГОСТ 8.216-88.

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М по методике поверки (ИЛГШ.411152.145 РЭ1), согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений содержится в документе «Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергосбыт-Центр». Методика измерений аттестована ФБУ «Воронежский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 38/12-01.00272-2012 от 03.08.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Энергосбыт-Центр»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

МИ 2439-97 ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Энергоучет»

394007, г. Воронеж, ул. Димитрова, д.2А, оф.5
тел./факс (473)242-89-81

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, д. 2

Регистрационный номер 30061-10

тел./факс (4732) 20-77-29

Е-mail : mail@csm.vrn.ru

Web: www.csm-vrn.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

« ____ » _____ 2012 г.