

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «НПО «ПРЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «НПО «ПРЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ» представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения. В состав АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ» входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), формируемая на всех уровнях.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.02М, СЭТ-4ТМ.02.2 класса точности 0,5S/1,0 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ», созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000 (Госреестр СИ РФ № 17049-04, зав. № 08061425), к которому подключен GPS-модуль, и технических средств приема-передачи данных.

3-й - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя: модемы, каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-Центр», технические средства для организации разграничений прав доступа к информации.

Измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК) 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 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.

Данные со счетчиков на УСПД поступают при помощи GSM-модемов. УСПД проводит опрос счетчиков 1 раз в сутки, производит коррекцию времени при достижении разницы во времени между счетчиком и УСПД порогового значения 1 с. Данные с УСПД передаются по

запросу на сервер ИВК и АРМ главного энергетика «НПО «ПРЗ» по сети Ethernet. На сервере ИВК установлен GSM-модем как резервный канал связи с GSM-модемами на уровнях ИИК и ИВКЭ.

Сервер ИВК осуществляет автоматизированный ввод и хранение данных об объемах отданной и полученной электроэнергии (мощности), формирование отчетных документов и передачу информации по корпоративной локальной сети с доступом к сети «Интернет» в центры сбора: ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, ООО «ВПК-Энерго», ООО «ГАРАНТ-ЭНЕРГО».

В состав СОЕВ входит устройство приёма сигналов точного времени GPS – модуль, внутренние таймеры средств учета (счетчиков, сервера).

GPS приемник осуществляет прием сигналов точного времени системы GPS каждую секунду и передает данные о времени через последовательный интерфейс RS-232 (COM-порт) на УСПД. При достижении отклонения времени УСПД от времени GPS приемника более 1 с, УСПД устанавливает в качестве текущего время, полученное от GPS – модуля.

УСПД осуществляет автоматический опрос счетчиков, при этом устанавливает в счетчиках значение текущего времени УСПД один раз в сутки (значение времени сервера ИВК на значение времени счетчиков не влияет). Изменение хода часов счетчиков в диапазоне рабочих температур $\Delta_{счТ} = 0,1 \text{ с/}^\circ\text{C/сут}$

Программное обеспечение сервера каждую секунду устанавливает время, полученное с УСПД, на сервере. Между сервером и УСПД организован Ethernet канал связи.

Задержка времени передачи данных на всех уровнях АИИС КУЭ по последовательному интерфейсу RS-232/485, по GSM - каналу установлена протоколом передачи данных, и составляет не более 250 мс (при превышении 250 мс отправка данных повторяется).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает $\pm 5 \text{ с}$.

Программное обеспечение

Уровень ИВК включает в себя ПО «Альфа-Центр», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-Центр»	Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	Не ниже 11.07.01.01	04372271f106385cf7148acd422eb354	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		be05a81e184a68adfe924628e3d74325	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		69f921b86348de5d0e192282e7b94337	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		cde81805a149c00c3d0f50eecd201407	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.
- Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и метрологические характеристики измерительно-информационных комплексов приведены в таблице 2
Таблица 2 – Состав ИК и метрологические характеристики ИИК.

Номер ИИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительных каналов				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 ИИК, ± %	Погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
1	2		3	4		5	6	7			8
1	ГПП "Берёза" 110/6 кВ Ввод I	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	02053	12000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,7 %
				B	-	-					
				C	ТЛМ-10	02056					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0674					
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{Сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0807113062			Реактивная	± 2,5 %	± 4,1 %

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ГПП "Берёза" 110/6 кВ Ввод 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-02	A	ТПОЛ-10	5776	12000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,7 %
				B	-						
				C	ТПОЛ-10	5777					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	1351					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0806114013							
3	ГПП "Берёза" 110/6 кВ ТСН	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 28139-07	A	ТТИ-А	A3750	20	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТТИ-А	A3760					
				C	ТТИ-А	A3761					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807110214							
4	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 3	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 22192-07	A	ТПЛ-10-М	5845	1800	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,1 %
				B	-	-					
				C	ТПЛ-10-М	5931					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0674					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0807112963							
								Реактивная	± 2,5 %	± 4,0 %	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 5	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	21881	3600	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,1%
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-1	22028					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0674					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0807112942	Реактивная	± 2,5 %	± 4,0 %				
6	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 6	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	21882	3600	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,1%
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-1	21883					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0674					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0806114182	Реактивная	± 2,5 %	± 4,0 %				
7	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 7	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	21753	7200	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,2 %	± 5,1%
				B	-	-					
				C	ТОЛ-10-1	17199					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	0674					
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0806113747	Реактивная	± 2,5 %	± 4,0 %				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 39	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 22192-07		ТПЛ-10-М	5880	2400	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 % ± 2,5 %	± 5,1% ± 4,0 %
					-	-					
					ТПЛ-10-М	6013					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	А	НАМИТ-10	1351					
В											
С											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0806114132							
9	ГПП "Берёза" 110/6 кВ яч. 42	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-1	21755	7200	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 % ± 2,5 %	± 5,1% ± 4,0 %
				В	-	-					
				С	ТОЛ-10-1	21754					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 16687-02	А	НАМИТ-10	1351					
В											
С											
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.03		0806113824							
10	ТП-7, 6/0,4 кВ, Т-1, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 15173-06	А	ТШП-0.66	1080947	300	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,0 % ± 2,1 %	± 5,6 % ± 4,1 %
				В	ТШП-0.66	1080185					
				С	ТШП-0.66	1079609					
		ТН	-	А	-	-					
В	-			-							
С	-			-							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0806114503							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	ТП-7А 6/0,4 кВ, Т-2, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 15173-06	A	ТШП-0.66	1081570	300	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТШП-0.66	1081558					
				C	ТШП-0.66	1081611					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807112580	Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %				
12	ТП-33 6/0,4 кВ, Т-1, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 3728-10	A	ТШН-0.66	0590	300	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТШН-0.66	0591					
				C	ТШН-0.66	0592					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807110333	Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %				
13	ТП-33 6/0,4 кВ, Т-2, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 3728-10	A	ТШН-0.66	0593	300	Энергия активная, W _Р Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТШН-0.66	0594					
				C	ТШН-0.66	0595					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2		09061067	Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	ТП-9, 6/0,4 кВ, Т-1, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 400/5 № 28139-07	A	ТТИ-40	Z36204	80	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТТИ-40	Z36230					
				C	ТТИ-40	Z36244					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807110291			Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %		
15	ТП-24, 6/0,4 кВ, Т-1, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 15173-06	A	ТШП-0.66	2022755	200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТШП-0.66	2022364					
				C	ТШП-0.66	2022764					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807110277			Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %		
16	ТП-24, 6/0,4 кВ, Т-2, 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 15173-06	A	ТШП-0.66	1080799	200	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 1,0 %	± 5,6 %
				B	ТШП-0.66	1080891					
				C	ТШП-0.66	1080828					
		ТН	-	A	-	-					
				B	-	-					
				C	-	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.02М.11		0807110230			Реактивная	± 2,1 %	± 4,1 %		

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе в графе 10 приведены пределы погрешности ИИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 (5) % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $50\text{ }^{\circ}\text{C}$; ТН- от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $50\text{ }^{\circ}\text{C}$; счетчиков: $(23\pm 2)\text{ }^{\circ}\text{C}$; УСПД - от $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70\pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((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 - $(0,01 - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70\pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 (0,01 \text{ при } \cos\varphi=1) - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70\pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-05 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте «НПО «ПРЗ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=140000$ ч., электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.02.2 - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=90000$ ч, время восстановления работоспособности $T_B=168$ ч.;

- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ $T_0=75\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,917$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 1849$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации(возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств 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) «НПО «ПРЗ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ»

Наименование	Количество
Трансформаторы тока ТЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока типа ТПОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ типа ТТИ	6 шт.
Трансформаторы тока ТПЛ-10-М	4 шт.

Продолжение таблицы 3

Трансформаторы тока ТОЛ-10-1	8 шт.
Трансформаторы тока шинные ТШП-0,66	12 шт.
Трансформаторы тока ТШН-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.02М	15 шт.
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические многофункциональные СЭТ-4ТМ.02	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000»	1 шт.
Сервер БД ИВК	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows Server 2003 Pro Ru + SP и AC_PE_20	1 шт.
GSM-модем ОВЕН ПМ-01.220АВ	5 шт.
GSM-модем Siemens TC35i	2 шт.
Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 50920-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «НПО «ПРЗ». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.02М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки»
- УСПД «ЭКОМ-3000» – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП»;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «НПО «ПРЗ» (АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ») Технорабочий проект. 10.2010.ПРЗ-АУ.ПЗ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «НПО «ПРЗ»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
7. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
8. «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии «НПО «ПРЗ» (АИИС КУЭ «НПО «ПРЗ») Технорабочий проект. 10.2010.ПРЗ-АУ.ПЗ»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственно-коммерческая фирма «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес:

109202, г. Москва,

ул. 3-я Карачаровская, д. 8, корп. 1

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.П. "_____" _____ 2012 г. Ф. В. Булыгин