


СОГЛАСОВАНО
Директор ФГУ «Челябинский ЦСМ»
Михайлов А. И.

2005 г.



Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Курган»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>30517-05</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «Энсис-Технологии», г. Москва.
Заводской № 07210

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная учета количества электрической энергии - АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Курган» предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии на ПС 500 кВ Курган ОАО «ФСК ЕЭС» по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС состоит из измерительных каналов (далее ИК), включающих следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональные счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ 26035-83 и ГОСТ 30206-94.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно

измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Средство измерений					Ктт·Ктн	Наименование измеряемой величины
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, стандарт, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер			
ПС 500 кВ Курган		± 1 ед.мл.разр. 19495-03	RTU 325-E1-512-M3-B8-Q-12-G		573		календарное время	
1	ВЛ-10 кВ Солнечная	ТТ КТ=0.5 Ктт=400/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	1853	160000	Ток первичный, I ₁	
			B	отсутствует	отсутствует			
			C	ТОЛ 10	7277			
		ТН КТ=0.5 Ктн=10000/100 №16687-97	A	НАМИТ-10	2046		Напряжение первичное, U ₁	
			B					
			C					
Счетчик КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B3 1090425			Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная				
2	ВЛ-220 кВ "Высокая"	ТТ КТ=0.5 Ктт=1000/1 №6540-78	A	ТФЗМ 220Б-IV У1	5254	220000000	Ток первичный, I ₁	
			B	ТФЗМ 220Б-IV У1	3712			
			C	ТФЗМ 220Б-IV У1	4943			
		ТН КТ=0.5 Ктн=220000/100 №26453-04	A	НКФ-220	54093		Напряжение первичное, U ₁	
			B	НКФ-220	54996			
			C	НКФ-220	55017			
Счетчик КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B4 1089639			Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная				
3	ВЛ-220 кВ "Промышленная"	ТТ КТ=0.5 Ктт=1000/1 №6540-78	A	ТФЗМ 220Б-IV У1	3486	220000000	Ток первичный, I ₁	
			B	ТФЗМ 220Б-IV У1	3412			
			C	ТФЗМ 220Б-IV У1	3494			
		ТН КТ=0.5 Ктн=220000/100 №26453-04	A	НКФ-220	54093		Напряжение первичное, U ₁	
			B	НКФ-220	54996			
			C	НКФ-220	55017			
Счетчик КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B4 1089433			Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная				
4	ЛНПР при ПС "КУРГАН" ВЛ "Аврора"	ТТ КТ=0.5 Ктт=2000/1 №3639-73	A	ТФЗМ 500Б-1У1	6441	1000000000	Ток первичный, I ₁	
			B	ТФЗМ 500Б-1У1	1628			
			C	ТФЗМ 500Б-1У1	9652			
		ТН КТ=0.5 Ктн=500000/100 №3159-72	A	НКФ-500	7234		Напряжение первичное, U ₁	
			B	НКФ-500	7255			
			C	НКФ-500	7134			
Счетчик КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B4 1089453			Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная				
5	ОВ 220 кВ	ТТ КТ=0.5 Ктт=1000/1 №6540-78	A	ТФЗМ 220Б-IV У1	3411	220000000	Ток первичный, I ₁	
			B	ТФЗМ 220Б-IV У1	3401			
			C	ТФЗМ 220Б-IV У1	3489			

		ТН	КТ=0.5 К _{ТН} =220000/100 №26453-04	А	НКФ-220	54779		Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ-220	54588		
				С	НКФ-220	54004		
		Счетчик	КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B4 1089635		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная		
6	ПС "КУРГАН" ВЛ "Аврора"	ТТ	КТ=0.5 К _{ТТ} =2000/1 №3639-73	А	ТФЗМ 500Б-1У1	528	1000000000	Ток первичный, I ₁
				В	ТФЗМ 500Б-1У1	8161		
				С	ТФЗМ 500Б-1У1	525		
		ТН	КТ=0.5 К _{ТН} =500000/100 №3159-72	А	НКФ-500	7234		Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ-500	7255		
				С	НКФ-500	7134		
		Счетчик	КТ=0.2S №16666-97 Ксч=1	EA02RAL-P4B4 1089717		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Календарное время Энергия активная Энергия реактивная		

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в следующем.

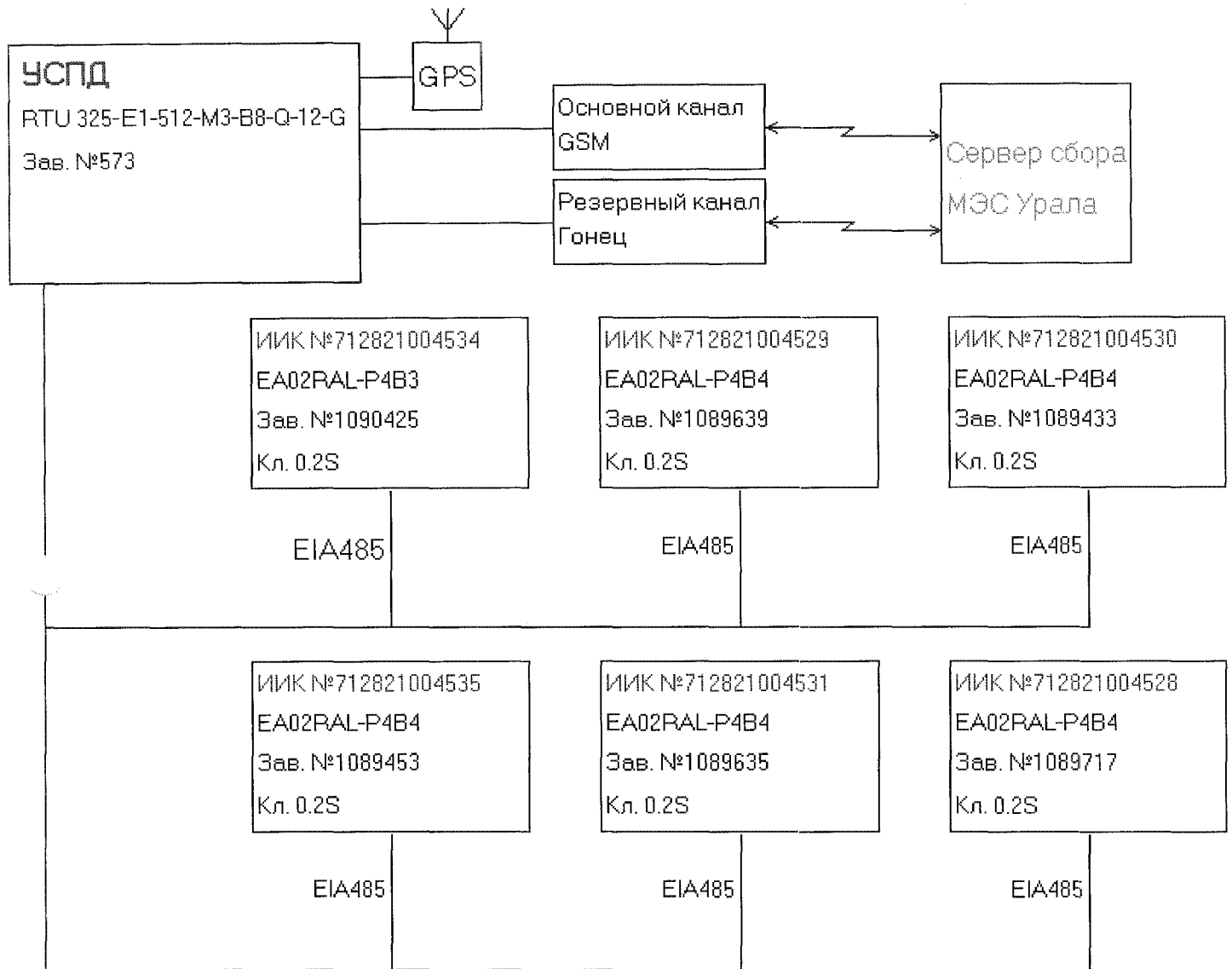
Данные от первичных преобразователей электроэнергии (трансформаторов тока и напряжения) попадают на счетчики электрической энергии, далее со счётчиков по цифровым интерфейсам (EIA485) передаются по выделенным проводным линиям на УСПД. Данные об энергопотреблении из УСПД по основному (GSM) и резервному (Гонец) каналу связи поступают на сервер сбора данных МЭС Урала.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским зимним временем. Результаты измерений со счетчика (без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН) передаются в Вт/ч с точностью до второго знака.

Для защиты метрологических характеристик измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

Структурная схема АИИС представлена на рис.1.

Структурная схема АИИС КУЭ ПС 500 кВ Курган



ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические характеристики

№№ ИК	Наименование характеристики	Значение			
1	Номинальный ток	первичный (I _{н1})	400 А		
		вторичный (I _{н2})	5 А		
	Диапазон тока	первичного (I ₁)	20..480 А		
		вторичного (I ₂)	0.25..6 А		
	Номинальное напряжение	первичное (U _{н1})	10000 В		
		вторичное (U _{н2})	100 В		
	Диапазон напряжения	первичного (U ₁)	9000..11000 В		
		вторичного (U ₂)	90..110 В		
	Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0.8 .. 1.0		
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА		
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3.75..10 ВА		
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0		
	Номинальная нагрузка ТН		100 ВА		
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		25..100 ВА		
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8..1.0		
	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:		cosφ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5
	$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$				
	- в точке диапазона тока I ₁ = 0,05·I _{н1}		±1.91	±2.52	±4.59
	- в точке диапазона тока I ₁ = 0,2 ·I _{н1}		±1.26	±1.26	±2.56
	- в точке диапазона тока I ₁ = 1,0 ·I _{н1}		±1.10	±1.28	±1.97
- в точке диапазона тока I ₁ = 1,2 ·I _{н1}		±1.10	±1.28	±1.97	
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:		sinφ=0,6	sinφ=0,87		
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$					
- в точке диапазона тока I ₁ = 0,05·I _{н1}		±2.43	±2.35		
- в точке диапазона тока I ₁ = 0,2 ·I _{н1}		±1.72	±1.69		
- в точке диапазона тока I ₁ = 1,0 ·I _{н1}		±1.56	±1.54		
- в точке диапазона тока I ₁ = 1,2 ·I _{н1}		±1.56	±1.54		
2	Номинальный ток	первичный (I _{н1})	1000 А		
		вторичный (I _{н2})	1 А		
	Диапазон тока	первичного (I ₁)	50..1200 А		
		вторичного (I ₂)	0.05..1.2 А		
	Номинальное напряжение	первичное (U _{н1})	220000 В		
		вторичное (U _{н2})	100 В		
	Диапазон напряжения	первичного (U ₁)	198000..242000 В		
		вторичного (U ₂)	90..110 В		
	Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0.8 .. 1.0		
	Номинальная нагрузка ТТ		30 ВА		
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		7.5..30 ВА		
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0		
Номинальная нагрузка ТН		400 ВА			
Допустимый диапазон нагрузки ТН		100..400 ВА			
Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8..1.0			

Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$			
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$	±1.92	±2.53	±4.59
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$	±1.28	±1.28	±2.57
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$	±1.13	±1.30	±1.98
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$	±1.13	±1.30	±1.98
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:	$\sin\varphi=0,6$	$\sin\varphi=0,87$	
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$			
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$	±2.44	±2.36	
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$	±1.74	±1.71	
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$	±1.58	±1.56	
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$	±1.58	±1.56	

3	Номинальный ток	первичный (I_{N1}) вторичный (I_{N2})	1000 А 1 А	
	Диапазон тока	первичного (I_1) вторичного (I_2)	50..1200 А 0.05..1.2 А	
	Номинальное напряжение	первичное (U_{N1}) вторичное (U_{N2})	220000 В 100 В	
	Диапазон напряжения	первичного (U_1) вторичного (U_2)	198000..242000 В 90..110 В	
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)		0.8 .. 1.0	
	Номинальная нагрузка ТТ		30 ВА	
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		7.5..30 ВА	
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0	
	Номинальная нагрузка ТН		400 ВА	
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		100..400 ВА	
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8..1.0	
	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:	$\cos\varphi=1$	$\cos\varphi=0,8$	$\cos\varphi=0,5$
	$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$			
	- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$	±1.91	±2.53	±4.59
	- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$	±1.27	±1.27	±2.57
	- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$	±1.11	±1.29	±1.98
	- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$	±1.11	±1.29	±1.98
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:	$\sin\varphi=0,6$	$\sin\varphi=0,87$		
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_{nl}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c,j}^2 + \delta_{yc}^2}$				
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$	±2.44	±2.35		
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$	±1.73	±1.70		
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$	±1.57	±1.55		
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$	±1.57	±1.55		
4	Номинальный ток	первичный (I_{N1}) вторичный (I_{N2})	2000 А 1 А	
	Диапазон тока	первичного (I_1)	100..2400 А	

Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:		sinφ=0,6	sinφ=0,87					
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{nn}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$								
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$				±2.44	±2.36			
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$				±1.74	±1.71			
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$				±1.58	±1.56			
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$		±1.58	±1.56					
6	Номинальный ток	первичный (I_{N1}) вторичный (I_{N2})	2000 А 1 А					
	Диапазон тока	первичного (I_1) вторичного (I_2)	100..2400 А 0.05..1.2 А					
	Номинальное напряжение	первичное (U_{N1}) вторичное (U_{N2})	500000 В 100 В					
	Диапазон напряжения	первичного (U_1) вторичного (U_2)	450000..550000 В 90..110 В					
	Коэффициент мощности cos φ (sin φ)		0.8 .. 1.0					
	Номинальная нагрузка ТТ		30 ВА					
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		7.5..30 ВА					
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0.8 .. 1.0					
	Номинальная нагрузка ТН		400 ВА					
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		100..400 ВА					
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТН		0.8..1.0					
	Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:		cosφ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5			
	$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{nn}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$							
	- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$					±1.92	±2.53	±4.59
	- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$					±1.28	±1.28	±2.57
	- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$					±1.12	±1.30	±1.98
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$		±1.12	±1.30	±1.98				
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности 0,95:		sinφ=0,6	sinφ=0,87					
$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{nn}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c.j}^2 + \delta_{yc}^2}$								
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$				±2.44	±2.36			
- в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$				±1.74	±1.71			
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$				±1.57	±1.56			
- в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$		±1.57	±1.56					

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\delta_{I(5, 20, 100)}$ - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ при значениях тока нагрузки сети 5, 20 и 100 % от номинального значения, %;
- δ_U - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_{c.o(5, 20, 100)}$ - пределы основной относительной погрешности счетчика при значениях тока нагрузки сети 5, 20 и 100 % от номинального значения за 30 минутный интервал измерения, %;

δ_{Θ} (5, 20, 100)	- пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
$\delta_{пл}$	- относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
$\delta_{сU}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения, %
$\delta_{ст}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %
$\delta_{сH}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением магнитного поля, %
$\delta_{сf}$	- пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением частоты сети, %
δ_T	- пределы относительной погрешности измерения 30-ти минутного интервала времени, %
δ_{yc}	- пределы относительной погрешности, обусловленной устройством сбора и передачи данных, %

Общее число измерительных каналов в АИИС	6
Способ измерения активной электрической энергии	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Цикличность измерения активной электрической энергии автоматическая, интервал	30 минут
Цикличность измерения реактивной электрической энергии автоматическая, интервал	30 минут
Возможность сбора результатов измерения	автоматически
Возможность сбора состояний средств измерения	автоматически
Цикличность сбора результатов измерений и состояний СИ автоматическая, интервал.....	30 минут
Хранение информации в профиле нагрузки счетчика.....	автоматически
Глубина хранения профиля нагрузки в счетчике.....	более 35 суток
Глубина хранения информации при отключении питания.....	не менее 1 года
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии и УСПД.....	автоматически
Защита информации при параметрировании счетчика.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании УСПД.....	реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от счетчиков в УСПД.....	реализована с помощью пароля
Резервное электрическое питания счетчиков электрической энергии.....	выполнено
Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....	предусмотрены

Возможность визуального контроля информации на счетчике..... имеется

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика.....имеется
- фактов пропадания напряжения.....имеется
- фактов коррекции времени.....имеется

Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока.....(220 ± 4,4) В (ИВКЭ)
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц (ИВКЭ)

- температура:от -60.0°С до +40.0°С (для ТН и ТТ)
.....от +15°С до +25°С (для счетчиков)
.....от +15°С до +25°С (для ИВКЭ)
- относительная влажность воздуха..... (70±5) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±10) В (ИВКЭ)
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц (ИВКЭ)
- температура:
.....от от -60.0°С до +40.0°С (для ТН и ТТ)
.....от +5°С до +35°С (для счетчиков)
.....от +10°С до +35°С (для ИВКЭ)
- относительная влажность воздуха..... (70±10) %
- атмосферное давление..... (750±30) мм рт.ст.

Средняя наработка на отказ..... 35000 ч

Средний срок службы..... 10 лет

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ 500Б-1У1	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ 220Б-IV У1	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ 10	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-500	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-220	9 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИТ-10	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ЕА02RAL-P4B4	5 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ЕА02RAL-P4B3	1 шт.
Внешний адаптер резервного питания для счетчиков	5 шт.
Разветвитель интерфейса RS 485, ПР-3	2 шт.
GSM-modem с внешней антенной и блоком питания Siemens TC-35i	1 комплект
Аппаратура спутниковой связи «Гонец»	1 комплект
Шкаф для установки компонентов АСКУЭ НКУ	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных, RTU 325-E1-512-M3-B8-Q-12-G	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1 шт.
Источник бесперебойного питания	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Курган». Методика поверки 07210-59073365-05 МП».

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88 и/или МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с методикой поверки на многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии;
- средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».
- средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
- средства измерений в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений профилей электроэнергии, передачи информации и вычисления приращений электрической энергии за 30-ти минутные интервалы времени в условиях эксплуатации»
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- GPS приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную - АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Курган»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип система автоматизированная информационно-измерительная - АИИС КУЭ «ПС 500 кВ Курган» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечена в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Энсис Технологии»
111250 Россия, Москва, проезд завода «Серп и Молот», д. 6
Телефон: (095)797-99-66
Факс: (095)797-99-67
www.ensyst.ru

Заявитель: НП «Росиспытания»

Адрес юридический: 117421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 40
Адрес почтовый: 107031, г. Москва, ул. Рождественка, д. 27, стр. 1
Адрес фактический: 119362, г. Москва, Г-361, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (095) 781-48-99
Факс: (095) 781-48-99

