



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>41657-09</u>
--	---

Изготовлена по технической документации ЗАО «Прорыв-Комплект», Московская обл., г. Жуковский. Заводской номер 12.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод» предназначена для измерения потребленной и переданной активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии в ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод», Ростовская обл., г. Новочеркасск по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из 11 измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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 – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) результатов измерений;

- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАльфа, класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, установленных на ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ». Состав измерительных каналов АИИС КУЭ указан в таблице 1.1 (11 точек измерения).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включают в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, выделенные линии сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, источник бесперебойного питания и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», установленных на ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ».

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (сервер БД), источник бесперебойного питания, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР».

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.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по выделенным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД (уровень – ИВКЭ), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним каналам связи на верхний уровень системы (уровень – ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. В качестве основного внутреннего канала связи используются выделенные телефонные линии, а в качестве резервного внутреннего канала связи - канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с уровня ИВКЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и передача информации по внешним каналам связи в организации – участники оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера уровня ИВК с АРМ энергетика осуществляется через сегмент ЛВС ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод» по протоколу ТСР/ІР.

Передача данных в ИАСУ КУ ОАО «АТС» возможна по двум каналам передачи данных. Основной канал передачи данных в ИАСУ КУ ОАО «АТС» организован по каналу доступа в сеть Интернет, а резервный канал передачи данных организован по каналу сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

Для передачи данных в Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» РДУ Ростовское организовано два канала передачи информации по коммутируемым телефонным линиям через телефонную сеть связи общего пользования.

Для передачи данных в Новочеркасские районные электрические сети ОАО «Ростовэнерго» организовано два канала передачи информации. Основной канал организован по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования), а резервный канал передачи данных организован с использованием радиосвязи стандарта Сапору 433 МГц. Данные передаются в формате XML-файлов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе GPS-приемника Garmin GPS 35 Track Pack, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Время УСПД синхронизировано со временем GPS-приемника, сличение ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени сервера БД. Сличение времени сервера БД со временем УСПД, выполняется при сеансе связи УСПД с сервером БД не реже 1 раза в сутки, корректировка времени выполняется автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и сервера БД ± 2 с и более. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД, выполняется при сеансе связи УСПД со счетчиком не реже 1 раза в 30 минут, корректировка времени выполняется автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчика ± 2 с и более. Погрешность системного времени не превышает предел допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равный 5 с/сут.

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

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ.

Канал измерений		Состав измерительного канала					
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
1	2	3		4	5	6	7
	ОАО «ЭПМ-НЭЗ»	АИИС КУЭ	№	АИИС КУЭ ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод»	№ 12		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
	ИВК ОАО «ЭПМ - НЭЗ»	ИВК	№ 20481-00	Альфа-Центр			
	ИВКЭ ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ»	КАПС	№ 19495-03	УСПД RTU-325	№ 000492		
1 612050001413101	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» АТ-1 ввод № 1-10 кВ, яч. 24	ТТ	КТ=0,5 Ктт=3000/5 № 11077-89	A	ТЛШ-10	№ 116	60000 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
				B	ТЛШ-10	№ 126	
				C	ТЛШ-10	№ 132	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66	№ ПХРВ	
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-4		№ 01086331			
2 612050001413201	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» АТ-2 ввод № 2-10 кВ, яч. 42	ТТ	КТ=0,5 Ктт=3000/5 № 11077-89	A	ТЛШ-10	№ 120	60000 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
				B	ТЛШ-10	№ 107	
				C	ТЛШ-10	№ 136	
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	№ 1230	
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-4		№ 01086329			

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3			4			5	6	7				
7 612050001413202	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» Рез.ввод II сш-10 кВ Т-2	Счетчик	ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121	60000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время				
						В	ТЛШ-10	№ 117						
						С	ТЛШ-10	№ 123						
		ТТ	КТ=3000/5 № 11077-89	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							
		ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 831-53	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							
		6 612050001413601	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» ВЛ-10 кВ НЭЗ II ц., яч. 6	Счетчик	ТН	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А			ТЛШ-10	№ 121	100000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
								В			ТЛШ-10	№ 117		
								С			ТЛШ-10	№ 123		
				ТТ	КТ=0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10			№ 121			
							В	ТЛШ-10			№ 117			
							С	ТЛШ-10			№ 123			
ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 3344-04			EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							
5 612050001413501	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» ВЛ-10 кВ НЭЗ I ц., яч. 3			Счетчик	ТН	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121	100000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
								В	ТЛШ-10	№ 117				
								С	ТЛШ-10	№ 123				
				ТТ	КТ=0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121					
							В	ТЛШ-10	№ 117					
							С	ТЛШ-10	№ 123					
		ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 3344-04	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							
		4 612050001413401	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» АТ-1 ввод № 4-10 кВ, яч. 74	Счетчик	ТН	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121			60000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
								В	ТЛШ-10	№ 117				
								С	ТЛШ-10	№ 123				
				ТТ	КТ=0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121					
							В	ТЛШ-10	№ 117					
							С	ТЛШ-10	№ 123					
ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 831-69			EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							
3 612050001413301	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» АТ-2 ввод № 3-10 кВ, яч. 63			Счетчик	ТН	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121	60000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время		
								В	ТЛШ-10	№ 117				
								С	ТЛШ-10	№ 123				
				ТТ	КТ=0,5 Ксч=1 № 16666-97	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121					
							В	ТЛШ-10	№ 117					
							С	ТЛШ-10	№ 123					
		ТН	КТ=0,5 Ксч=1 № 831-69	EA05RRL-P1B-4	А	ТЛШ-10	№ 121							
					В	ТЛШ-10	№ 117							
					С	ТЛШ-10	№ 123							

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3		4		5	6	7	
8	612050001413801	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» ТСН-3, яч. 43	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	№ 68853	4000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
					C	ТПЛ-10	№ 5604		
			ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	№ 1230		
					B				
					C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3		№ 01136034					
9	612050001413802	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» ТСН-4, яч. 70	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =100/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	№ 97957	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
					C	ТПЛМ-10	№ 97841		
			ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66	№ 1249		
					B				
					C				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3		№ 01086339					
10	612050001308101	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» Т-1 ввод № 1-35 кВ, яч.7	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =1500/5 № 5717-91	A	ТПОЛ-35	№ 6	105000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	ТПОЛ-35	№ 10		
					C	ТПОЛ-35	№ 8		
			ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =35000:√3/100:√3 № 912-70; 912-54	A	ЗНОМ-35-65	№ 1313586		
					B	ЗНОМ-35-65	№ 1314068		
					C	ЗНОМ-35-54	№ 895508		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-4		№ 01086333					
11	612050001308201	ГПП 220/110/35/10 кВ «НЭЗ» Т-2 ввод № 2-35 кВ, яч.13	ТТ	КТ=0,5 К _{ТТ} =1500/5 № 5717-91	A	ТПОЛ-35	№ 7	105000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	ТПОЛ-35	№ 11		
					C	ТПОЛ-35	№ 9		
			ТН	КТ=0,5 К _{ТН} =35000:√3/100:√3 № 912-54	A	ЗНОМ-35-54	№ 805698		
					B	ЗНОМ-35-54	№ 810958		
					C	ЗНОМ-35-54	№ 742161		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 16666-97	EA05RL-P1B-4		№ 01136033					

Примечания:

1. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п.1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом, установленном в ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006.

Таблица 1.2. Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ.

№ ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$:	Основная погрешность ИК, ± %				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866 / \sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8 / \sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5 / \sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866 / \sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8 / \sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5 / \sin \varphi = 0,866$
1-11	- в диапазоне тока $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,7
		-	5,7	4,7	2,9	-	6,2	5,1	3,4
	- в диапазоне тока $0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,6	2,2	2,5	4,6	2,0	2,5	2,8	4,8
		-	4,8	3,9	2,4	-	5,1	4,2	2,9
	- в диапазоне тока $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,7	1,9	2,1	3,3
		-	3,2	2,6	1,8	-	3,5	3,0	2,2
	- в диапазоне тока $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,7	1,8	2,6
		-	2,4	2,1	1,5	-	2,8	2,4	2,0

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,5 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; УСПД - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения (для электросчетчиков), не более - $0,05$ мТл;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,5 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+5^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ - $0,5 \div 1,0 (0,5 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_o=50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=168$ ч.;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_o=40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=24$ ч.;
- ИВК – коэффициент готовности - не менее $K_r=0,99$, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b=1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью источника АВР;
- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных (УСПД – сервер БД)
- резервирование внешних каналов передачи данных (сервер БД или АРМ оператора – организации – участники ОРЭ)

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал событий УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; хранение профиля нагрузки при отключении питания – не менее 5 лет при 25 °С, 2 года при 60 °С;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет;
- 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) ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока	31 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	16 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ЕвроАльфа	11 шт.
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	10 шт.
Коробка испытательная МЭЗ	11 шт.
Шкаф ИВКЭ в составе: 1. Устройство сбора и передачи данных RTU325-E-256-M4-B3-G; 2. Модем ZyXEL U-336E ^{PLUS} - 2 шт.; 3. GSM-модем Siemens MC-35 Terminal с GSM-антенной; 4. Конвертер RS-232/RS-485 i-7520 ICP COM; 5. Фильтр защиты телефонных линий DKU-115 - 2 шт.; 6. Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 2200 VA; 7. GPS-приёмник Garmin GPS 35 Track Pack.	1 комплект
Шкаф ИВК в составе: 1. Системный блок сервера БД HP ProLiant DL145G3; 2. Монитор SyncMaster 757DFX; 3. Клавиатура; 4. Манипулятор типа «мышь»; 5. Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 1500 VA; 6. Модем ZyXEL U-336E ^{PLUS} - 2 шт.; 7. GSM-модем Siemens MC-35 Terminal с GSM-антенной; 8. Модем ZyXEL PRESTIGE 700 series; 9. Фильтр защиты телефонных линий DKU-115 - 2 шт.	1 комплект
Автоматизированное рабочее место (АРМ) энергетика в составе: 1. Системный блок Intel Celeron P IV 1800; 2. Монитор LG Studioworks 500E; 3. Клавиатура; 4. Манипулятор типа «мышь»; 5. Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 420 VA; 6. Принтер HP LaserJet 1300.	1 комплект
Программное обеспечение Microsoft Windows 2000 Pro	2 комплекта
Программное обеспечение Microsoft Office XP SE	2 комплекта
Специализированное программное обеспечение, установленное на сервере (ПО) «Альфа Центр» AC_PE_30», с дополнительными компонентами: «Альфа Центр Администратор», «АльфаЦентр Мониторинг» AC_M, «Альфа Центр Импорт/Экспорт» AC_I/E, «Альфа Центр Резерв» AC_R	1 комплект
Специализированное программное обеспечение, установленное на рабочей станции оператора (ПО) «Альфа Центр Клиент» AC_PE2»	1 комплект
Переносной инженерный пульт, ПО «Альфа Центр Laptop», ПО «AlphaPlusR-EP» и оптический преобразователь «Unicom Probe» для работы со счетчиками системы	1 комплект
Инструкция по эксплуатации ПК.ПК.424340-НЭЗ ИЭ	1 экземпляр
Руководство пользователя ПК.ПК.424340-НЭЗ ИЗ	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Полная комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 21.08.2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в феврале 1998 г;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 году;
- оборудование для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДЯИМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- 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 -20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

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

МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭНЕРГОПРОМ – Новочеркасский Электродный Завод».

