

Подлежит публикации
в открытой печати

СОГЛАСОВАНО:



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Зеленчукские ГЭС»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>37238-08</u>
--	--

Изготовлена ООО «Эльстер Метроника» для коммерческого учета электроэнергии на объектах «Зеленчукских ГЭС» по проектной документации ОАО «РИТЭК-СОЮЗ», г. Краснодар, согласованной с НП «АТС», заводской номер 008.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

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

Областью применения данной АИИС КУЭ является коммерческий учёт электрической энергии на объектах ОАО «Зеленчукские ГЭС» пос. Правокубанский, Карачаевский район, КЧР, по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС 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), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- измерение календарного времени и интервалов времени;
- 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.);
- перезапуск АИИС;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений организациям, имеющим соглашения информационного обмена с ОАО «Зеленчукские ГЭС» – участников оптового рынка электроэнергии;
- 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 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 0,2, 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии) и 0,5; 1,0 по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии), установленных на объектах ОАО «Зеленчукские ГЭС».

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи и специализированное программное обеспечение (ПО) Альфа Центр.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора 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

Описание типа для Государственного реестра 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, реактивная мощность вычисляется по значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мгновенной мощности, вычисляется для 30- минутных интервалов времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков, установленных на энергообъектах ОАО «Зеленчукские ГЭС», по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации – перевод числа импульсов в именованные величины кВт·ч (квар·ч), умножение измеренного счётчиками количества электроэнергии на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передачу накопленных данных по внутренним каналам связи на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы в сервере БД формируются отчётные и справочные формы, которые передаются в организации–участники оптового рынка электроэнергии по коммутируемым телефонным линиям или по каналам сотовой связи через интернет-провайдер.

Передача информации в организации – участники ОРЭ, осуществляется от сервера БД или АРМ оператора, по внешнему каналу связи: Основной канал связи организован через интернет-провайдера.

Для передачи информации от УСПД в информационно-вычислительный комплекс (уровень ИБК – информационно-вычислительный комплекс), организовано два канала передачи информации: основной канал - Fast Ethernet 10/100 Мбит/с через сетевой (Ethernet) коммутатор D-Link DES-1010G, резервный - по интерфейсу RS-232.

Комплекс технических средств ИБК включает в себя:
сервер сбора, обработки и передачи данных рабочая станция Compaq EVO D510 в исполнении Convertible Minitower;

- телефонный модем AnCom ST/A0400C/220;
- сетевой (Ethernet) коммутатор D-Link DGS-1016D;
- сетевой (Ethernet) коммутатор D-Link DES-1010G;
- GSM-модемы Fastrack MX1200A с антенной;
- ч/б лазерный принтер типа HP LJ1300;
- источник бесперебойного питания UPS APC Smart - UPS 420/620.

В комплекс технических средств ИБК также входят, созданное на основе IBM PC автоматизированное рабочее место станция Compaq EVO D510 в исполнении Convertible Minitower отдела ГрУР ОАО «Зеленчукские ГЭС».

Связь между сервером и АРМ осуществляется по выделенному каналу по протоколу TCP/IP.

Созданные внешние каналы связи служат:

- для передачи данных в ИАСУ КУ НП «АТС» (г. Москва), организовано два канала передачи информации. Основной канал передачи данных в ИАСУ КУ НП «АТС» организован по

Описание типа для Государственного реестра выделенному цифровому каналу через провайдера Интернет, а резервный канал передачи данных организован по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования - ТфССОП).

- для передачи данных в филиал ОАО ОДУ «Северного Кавказа» организовано два канала передачи данных. Основной канал передачи данных организован по коммутируемой телефонной линии (телефонная сеть связи общего пользования -ТфССОП), а резервный канал передачи данных организован с использованием сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц;

- для передачи данных в КЧФ ОАО «КЭУК» организованы каналы передачи информации по коммутируемому ВЧ каналу связи и GSM каналу;

Сервер АИИС выполняет следующие функции:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений с помощью программного обеспечения «Альфа Центр»;

- сбор данных о состоянии средств измерений с ИВКЭ;

- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений (не менее 3,5 лет);

- формирование отчетных файлов экспорта данных для передачи их в КЧФ ОАО «КЭУК», филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Юга Северокавказского РДУ г.Пятигорск, НП «АТС» г.Москва;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ), на базе устройства синхронизации системного времени УССВ (выполненных на основе GPS 35 – HVS), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка времени УСПД производится один раз в час, погрешность синхронизации не более 16 мс. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков, сличение времени счетчиков с временем УСПД осуществляется при каждом сеансе связи (допустимое рассогласование не превышает 2с). Погрешность системного времени не превышает предел допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени, равный 5 с/сут.

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

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединения, 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 средств измерений в измерительных каналах АИИС

Канал измерений	Средство измерений						Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер			
ОАО «Зеленчукские ГЭС»	АИИС КУЭ		№		АИИС КУЭ ОАО «Зеленчукские ГЭС»		№ 008	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
	ИВК		№ 20481-00		«Альфа-Центр»		-	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
	УСПД		№ 19495-03		RTU-325E-256-M4-B3-G;		№ 474	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
ОРУ-110 кВ Л-144 ИК № 1	ТТ		Ктт=750/1 КТ=0,5 № 2793-88		A	ТФЗМ-110Б	№ 3956	Ток первичный, I ₁
					B	ТФЗМ-110Б	№ 3946	
					C	ТФЗМ-110Б	№ 4010	
	ТН	I с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84		A	НКФ 110-83У1	№ 41552	Напряжение первичное, U ₁
					B	НКФ 110-83У1	№ 41580	
					C	НКФ 110-83У1	№ 41578	
		II с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84		A	НКФ 110-83У1	№ 42070	Напряжение первичное, U ₁
					B	НКФ 110-83У1	№ 60608	
					C	НКФ 110-83У1	№ 41558	
	Счетчик		Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97		EA05RAL-B-4		№ 01085895	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q (в двух направлениях) Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений						Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке			Обозначение, тип		Заводской номер		
ОРУ-110 кВ ВЛ-31 ИК № 2	ТТ	Ктт=750/1 КТ=0,5 № 2793-88		A	ТФЗМ-110Б	№ 3969	825000	Ток первичный, I ₁
				B	ТФЗМ-110Б	№3965		
				C	ТФЗМ-110Б	№ 3963		
	ТН	I с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84		A	НКФ 110-83У1	№ 41552	Напряжение первичное, U ₁
					B	НКФ 110-83У1	№ 41580	
					C	НКФ 110-83У1	№ 41578	
		II с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84		A	НКФ 110-83У1	№ 42070	Напряжение первичное, U ₁
					B	НКФ 110-83У1	№ 60608	
					C	НКФ 110-83У1	№ 41558	
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97		EA05RAL-B-4		№ 01085896	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q (в двух направлениях) Календарное время	

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений					Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке			Обозначение, тип			
ОРУ-110 кВ ВЛ-143 ИК № 3	ТТ	Ктт=750/1 КТ=0,5 № 2793-88		A	ТФЗМ-110Б	№ 4741	Ток первичный, I ₁
				B	ТФЗМ-110Б	№ 4000	
				C	ТФЗМ-110Б	№ 4734	
	ТН	I с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84	A	НКФ 110-83У1	№ 41552	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ 110-83У1	№ 41580	
				C	НКФ 110-83У1	№ 41578	
		II с.шин	Ктн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84	A	НКФ 110-83У1	№ 42070	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ 110-83У1	№ 60608	
				C	НКФ 110-83У1	№ 41558	
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97		EA05RAL-B-4		№ 01085898	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q (в двух направлениях) Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений						Кгг · Кгн · Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке			Обозначение, тип		Заводской номер		
ОРУ-110 кВ ВЛ-42 № 4	ТТ	Кгг=750/1 КТ=0,5 № 2793-88		A	ТФЗМ-110Б	№ 104	Ток первичный, I ₁	
				B	ТФЗМ-110Б	№ 100		
				C	ТФЗМ-110Б	№ 96		
	ТН	I с.шин	Кгн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84	A	НКФ 110-83У1	№ 41552	Напряжение первичное, U ₁	
				B	НКФ 110-83У1	№ 41580		
				C	НКФ 110-83У1	№ 41578		
		II с.шин	Кгн=110000/√3/ 100/√3 КТ=0,5 №1188-84	A	НКФ 110-83У1	№ 42070	Напряжение первичное, U ₁	
				B	НКФ 110-83У1	№ 60608		
				C	НКФ 110-83У1	№ 41558		
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97		EA05RAL-B-4		№ 01085899	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q (в двух направлениях) Календарное время	

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
ГРУ-13,8 кВ Г-1 ИК № 7	ТТ	Ктт=6000/5 КТ=0,2 № 1836-68	А	ТШВ-15БУЗ	№ 146	165600	Ток первичный, I ₁
			В	ТШВ-15БУЗ	№ 1		
			С	ТШВ-15БУЗ	№ 106		
	ТН	Ктн=13800/√3/ 100/√3 КТ=0,5 № 3344-72	А	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 31006		Напряжение первичное, U ₁
			В	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 31199		
			С	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 3920		
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,2S/0,5 № 16666-97	ЕА02RL-B-4		№ 01085903		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
ГРУ-13,8 кВ Г-2 ИК № 8	ТТ	Ктт=6000/5 КТ=0,2 № 1836-68	А	ТШВ-15БУЗ	№ 139	165600	Ток первичный, I ₁
			В	ТШВ-15БУЗ	№ 4		
			С	ТШВ-15БУЗ	№ 99		
	ТН	Ктн=13800/√3/ 100/√3 КТ=0,5 № 3344-72	А	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 5131		Напряжение первичное, U ₁
			В	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 5205		
			С	ЗНОЛ-0,6-15УЗ	№ 171		
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,2S/0,5 № 16666-97	ЕА02RL-B-4		№ 01085902		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
КРУ-10 кВ Ячейка №13 ИК № 10	ТТ	Ктт=600/5 КТ=0,5 № 7069-79	A	ТОЛ 10	№ 14047	12000	Ток первичный, I ₁
			B	ТОЛ 10	№ 1025		
			C	ТОЛ 10	№ 12170		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ=0,5 № 831-53	НТМИ-10-66У3		№ 5518		Напряжение первичное, U ₁
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97	ЕА05RL-B-4		№ 01085905		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
П/Ст "САРЫ-ТЮЗ" ф.284 ИК № 11	ТТ	Ктт=200/5 КТ=0,5 № 7069-79	A	ТОЛ 10	№ 10155	4000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-		
			C	ТОЛ 10	№ 09766		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ=0,5 № 11094-87	НАМИ-10		№ 3526		Напряжение первичное, U ₁
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01085909		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений					Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
П/Ст "МАРУХА" ф.371 ИК № 12	ТТ	Ктт=50/5 КТ=0,5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	№ 8823	1000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-		
			C	ТЛМ-10	№ 8818		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ=0,5 № 11094-87	НАМИ-10		№ 6952		Напряжение первичное, U ₁
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01085907		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
П/Ст "БСР" ф.1 ИК № 13	ТТ	Ктт=100/5 КТ=0,5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	№ 7585	2000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-		
			C	ТЛМ-10	№ 7363		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ=0,5 № 11094-87	НАМИ-10		№ 6237		Напряжение первичное, U ₁
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97	ЕА05RL-B-3		№ 01085906		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений	Средство измерений					Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер		
П/Ст "БСР" ф.2 ИК № 14	ТТ	Ктт=100/5 КТ=0,5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	№ 6645	2000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-		
			C	ТЛМ-10	№ 5443		
	ТН	Ктн=10000/100 КТ=0,5 № 11094-87	НАМИ-10		№ 6237		Напряжение первичное, U ₁
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 № 16666-97	EA05RL-B-3		№ 01085908		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в реальных условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
2. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_n$; диапазон силы тока - $(0,05 \div 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков) - не более 0,05 мТл;
 - температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от -40°C до $+40^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+18^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; УСПД и ИВК - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

 - параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,9 \div 1,1)U$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от -20°C до $+50^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

 - параметры сети для ИК: диапазон напряжения - $(0,9 \div 1,1)U$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,8 \div 1,0(0,6)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,05 мТл;
 - температура окружающего воздуха - от 0°C до $+40^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - $(70 \pm 5)\%$;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

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 - (750 ± 30) мм рт.ст.
4. 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;
5. 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, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Зеленчукские ГЭС» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
1 – 4	Номинальный ток:	первичный (I_{n1})	750 А			
		вторичный (I_{n2})	1 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	37,5...900 А			
		вторичного (I_2)	0,05...1,2 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1})	110000/√3 В			
		вторичное (U_{n2})	100/√3 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	99000/√3... 121000/√3 В			
		вторичного (U_2)	90/√3...110/√3 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5...20 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 относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±2,0	±2,5	±3,1	±5,6
			±1,4	±1,6	±1,9	±3,2
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,6
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,8
					±5,0	±3,3
					±2,9	±2,1
					±2,3	±1,9
					±2,3	±1,9

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
7, 8	Номинальный ток:	первичный (I_{N1})	6000 А			
		вторичный (I_{N2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	300...7200 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{N1})	13800/√3 В			
		вторичное (U_{N2})	100/√3 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	12420/√3...15180/√3 В			
		вторичного (U_2)	90/√3...110/√3 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5...20 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±1,1	±1,2	±1,4	±2,4
			±0,8	±0,9	±1,0	±1,7
			±0,7	±0,8	±1,0	±1,6
			±0,7	±0,8	±1,0	±1,6
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{N1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{N1}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,8
					±2,2	±1,7
					±1,5	±1,2
					±1,4	±1,1
					±1,4	±1,1

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
10	Номинальный ток:	первичный (I_{H1})	600 А			
		вторичный (I_{H2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	30...720 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{H1})	10000 В			
		вторичное (U_{H2})	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	9000...11000 В			
		вторичного (U_2)	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75...10 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		120 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		30...120 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{H1}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±2,0	±2,5	±3,1	±5,6
			±1,3	±1,6	±1,9	±3,2
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{H1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{H1}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,87
			-	-	±5,0	±3,3
			-	-	±2,9	±2,1
			-	-	±2,3	±1,9
			-	-	±2,3	±1,9

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
11	Номинальный ток:	первичный (I_{n1})	200 А			
		вторичный (I_{n2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	10...240 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1})	10000 В			
		вторичное (U_{n2})	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	9000...11000 В			
		вторичного (U_2)	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75...10 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		120 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		30...120 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±2,0	±2,5	±3,1	±5,6
			±1,3	±1,6	±1,9	±3,2
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
			$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,87
			-	-	±5,0	±3,3
			-	-	±2,9	±2,1
			-	-	±2,3	±1,9
			-	-	±2,3	±1,9

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
12	Номинальный ток:	первичный (I_{n1})	50 А			
		вторичный (I_{n2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I_1)	2,5...60 А			
		вторичного (I_2)	0,25...6 А			
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1})	10000 В			
		вторичное (U_{n2})	100 В			
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1)	9000...11000 В			
		вторичного (U_2)	90...110 В			
	Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,5...1,0			
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		3,75....10 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0			
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75....75 ВА			
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$		$\cos \varphi$			
			1,0	0,9	0,8	0,5
			±2,0	±2,5	±3,1	±5,6
			±1,3	±1,6	±1,9	±3,2
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
			±1,2	±1,4	±1,6	±2,5
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$: - в точке диапазона тока $I_1 = 0,05 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 0,2 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,0 \cdot I_{n1}$ - в точке диапазона тока $I_1 = 1,2 \cdot I_{n1}$		$\sin \varphi$			
			-	-	0,6	0,87
			-	-	±5,0	±3,3
			-	-	±2,9	±2,1
			-	-	±2,3	±1,9
			-	-	±2,3	±1,9

№ ИК	Наименование характеристики		Значение			
13, 14	Номинальный ток:	первичный (I _{Н1})	100 А			
		вторичный (I _{Н2})	5 А			
	Диапазон тока:	первичного (I ₁)	5...120 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		0,5...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		120 ВА			
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		30....120 ВА			
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0			
	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности Р = 0,95: - в точке диапазона тока I ₁ = 0,05·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 0,2·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 1,0·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 1,2·I _{Н1}		cos φ			
			1,0	0,9	0,8	0,5
±2,0			±2,5	±3,1	±5,6	
±1,3			±1,6	±1,9	±3,2	
±1,2			±1,4	±1,6	±2,5	
±1,2			±1,4	±1,6	±2,5	
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности Р = 0,95: - в точке диапазона тока I ₁ = 0,05·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 0,2·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 1,0·I _{Н1} - в точке диапазона тока I ₁ = 1,2·I _{Н1}		sin φ				
		-	-	0,6	0,87	
		-	-	±5,0	±3,3	
		-	-	±2,9	±2,1	
		-	-	±2,3	±1,9	
		-	-	±2,3	±1,9	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени		±5 с/сут.				

ПЕРЕЧЕНЬ ФУНКЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ АИИС

Число коммерческих измерительных каналов в АИИС	11
Способ измерения активной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения реактивной электрической энергии.....	автоматически
Способ измерения времени и интервалов времени.....	автоматически
Способ измерения тока и напряжения	автоматически
Способ измерения среднеинтервальной активной мощности	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
Хранение информации в сервере ИВК.....	автоматически
Возможность резервирования информации в ИВК.....	имеется
Коррекция текущего времени в счетчиках электрической энергии, УСПД и сервере.....	автоматически
Синхронизация времени в АИИС.....	выполняется автоматически
Защита информации при параметрировании счетчика.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании УСПД.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при параметрировании сервера.....	реализована с помощью пароля
Защита информации при конфигурировании и настройке АИИС.....	реализована с помощью пароля
Защита передачи информации от счетчиков в сервер ИВК.....	реализована с помощью пароля
Резервирование каналов передачи данных (УСПД - ИВК).....	выполнено
Резервирование внешних каналов передачи данных.....	выполнено
Средства для резервного копирования и восстановления (довосстановления пропусков данных) базы данных АИИС.....	предусмотрены
Возможность считывания информации со счетчика автономным способом.....	предусмотрены
Возможность получения параметров со счетчика удаленным способом.....	предусмотрены
Возможность визуального контроля информации на счетчике.....	имеется

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T=50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=2$ ч.;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T=40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=0,5$ ч.;
- сервер БД - среднее время наработки на отказ не менее $T=60000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_{\text{в}}=1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью источника гарантированного питания типа АРС. Переключение на источник резервного питания осуществляется автоматически;
- резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания типа АРС;
- резервирование электрического питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование внутренних каналов передачи данных (УСПД – сервер БД);
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по телефонной сети общего пользования и GSM-каналу связи с использованием GSM- терминала Siemens MC-35 T;
- резервирование информации.

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 напряжения;
 - 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 сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет при 25 °C, 2 года при 60 °C;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток, (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – глубина хранения информации при отключении питания - не менее 5 лет

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Зеленчукские ГЭС».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество, шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТФЗМ-110Б	12
Измерительный трансформатор тока типа ТШВ-15БУЗ	6
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ 10	5
Измерительный трансформатор тока типа ТЛМ-10	6
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ 110-83У1	6
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-0,6-15УЗ	6
Измерительный трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66УЗ	1
Измерительный трансформатор напряжения типа НАМИ-10-83У1	4
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RAL-B-4	4
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA02RL-B-4	2
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RL-B-4	1
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RL-B-3	4
Compaq EVO D510 в исполнении Convertible Minitowe	1
RTU325-E1-256-M4-B3-G	1
Устройство синхронизации единого времени УССВ Elster 35-HVS	1
Телефонный модем AnCom ST/A0400C/220	2
Внешний телефонный модем ZyXEL U-336S	1
GSM-модем терминал Fastrack MX1200A с антенной	5
Источник бесперебойного питания UPS APC Smart-UPS 420/620	2
Разветвитель интерфейса RS-485 ПР-3	9
Преобразователь интерфейсов PCI в RS-232 MOXA	1
Коммутатор D-Link DGS-1016D	1
Специализированное программное обеспечение установленное на сервере (ПО) «AlphaCenter_PE_50», с дополнительными компонентами: AlphaCenter_M, AlphaCenter_Time	1 комплект
Специализированное программное обеспечение установленное на автоматизированных рабочих местах (ПО) «AlphaCenter_PE2»	1 комплекта
Переносной компьютер Asus A4B00G, ПО «AlphaCenter Laptop», ПО «AlphaplusR -E» и оптический преобразователь «AE-1» для работы со счетчиками системы	1 комплект
Руководство пользователя БЕКВ.422231.008.ИЗ	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации БЕКВ.422231.008.ИЭ	1 экземпляр
Формуляр БЕКВ.422231.008.ФО	1 экземпляр
Методика поверки БЕКВ.422231.008.МП	1 экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии - АИИС КУЭ ОАО «Зеленчукские ГЭС». Методика поверки БЕКВ.42231.008.МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ "Ставропольский ЦСМ" 16.01.2008г.

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 методикой поверки многофункционального микропроцессорного счетчика электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА, утвержденной «ВНИИМ» им. Д.И.Менделеева в феврале 1998 г.;
- средства поверки КАПС «RTU-325» в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 году.;
- 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, оснащенный ОС Windows, ПО «AlphaCenter_ Laptop», «AlphaPlus-E» и оптическим преобразователем «АЕ-1» для считывания измерительной информации со счетчиков электрической энергии;
- радиочасы МИР типа РЧ - 01;
- GPS приемник сигналов точного времени - GPS MAP 76S фирмы GARMIN;
- термометр с ценой деления 1 °С используют для контроля температуры в местах установки счётчиков, УСПД, ТТ и ТН в диапазоне от минус 40 до плюс 50 °С.

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.».

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

БЕКВ.42231.008.ТЗ «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Зеленчукские ГЭС». Техническое задание.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии – АИИС КУЭ ОАО «Зеленчукские ГЭС» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

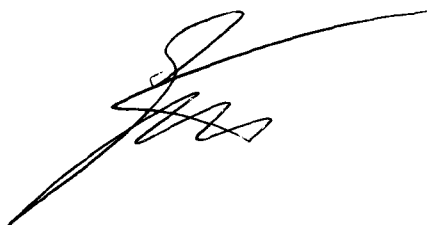
Изготовитель:

ООО «Эльстер Метроника»

111250, г.Москва,

ул.Красноказарменная,12

Генеральный директор



Петухов М.В.