

СОГЛАСОВАНО



Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Краснодарский ЦСМ»
В.И. Даценко

«12» декабря 2007 г

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «НИЖНОВАТОМ-ЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>36981-08</u></p>
--	---

Изготовлена ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «ЮГ» по проектной документации ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ», заводской номер 003.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «НИЖНОВАТОМ-ЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ» (далее – АИИС КУЭ ОАО «ЮГ») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» 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;
- 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 «ЮГ» – 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 ОАО «ЮГ»;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «ЮГ»;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» является иерархической, трехуровневой, интегрированной, автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 11-ти измерительных каналов коммерческого учёта (далее - ИК); измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ); измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) АИИС КУЭ ОАО «ЮГ».

Измерительные каналы АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» включают следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности (далее - КТ) 0,5, по ГОСТ 7746;
- измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,5, по ГОСТ 1983;
- многофункциональные счетчики активной и реактивной электроэнергии типа «Альфа А1800» класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии;
- устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа RTU 325.

Перечень измерительных каналов, входящих в состав АИИС КУЭ ОАО «ЮГ», с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, номера регистрации в Государственном реестре средств измерений представлены в таблице 1.

АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень – измерительные преобразователи – ТТ, ТН и электронные счетчики электрической энергии, установленные в ИК.
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (далее - ИВКЭ) – УСПД (RTU 325).
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер базы данных АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» (далее – сервер БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), АРМ и программное обеспечение (далее - ПО).

Первичные фазные токи и напряжения преобразовываются 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, 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД (RTU 325), 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 на сервер БД. Связь между уровнями ИВКЭ и ИВК АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» осуществляется по каналам GSM.

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

АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» 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 сервера производится непрерывно, один раз в секунду. Время УСПД синхронизируется по времени сервера, а время счетчиков по времени УСПД (допустимое рассогласование не превышает 2с). Погрешность системного времени АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» не превышает 5 с.

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

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035;

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. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ЮГ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» как его неотъемлемая часть.

Таблица 1. Перечень измерительных каналов

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 поверки	Обозначение, тип		
ОАО «НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ»»	АИИС КУЭ ОАО «ЮГ»		АИИС КУЭ ОАО «НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ»	№ 003	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-325-E	№ 000904	Календарное время Накопление хранение и обработка измерительной информации: энергии активной, W_P энергии реактивной, W_Q
	УСВ		35-HVS	№ 000429	Календарное время

Продолжение таблицы 1

Канал измерений, наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины	
	Вид СИ, класс точности, коэффициент транс- формации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер				
КРУН-10 кВ ф.М11 ИК № 1	ТТ	Ктт= 100/5 КТ=0,5 № 15128-03	A	ТОЛ-10-1-У2	№ 9567	2000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-		
			C	ТОЛ-10-1-У2	№ 3462		
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 0608	2000	Напряжение первичное, U ₁
			B				
			C				
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163314		2000	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 Номер ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки	Обозначение, тип	Заводской номер				
КРУН-10 кВ ф.М32 ИК № 2	ТТ	Ктт= 300/5 КТ=0,5 № 9143-06	A	ТЛК-10-5	№ 07036	6000	Ток первичный, I ₁	
			B	-	-			
			C	ТЛК-10-5	№ 07053			
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 №16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 0608	6000	Напряжение первичное, U ₁	
			B					
			C					
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163315	6000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	КРУН-10 кВ ф.М3 ИК № 3	ТТ	Ктт= 300/5 КТ=0,5 № 9143-06	A	ТОЛ-10-6-У3	№ 01519	6000	Ток первичный, I ₁
				B	-	-		
C				ТОЛ-10-6-У3	№ 01398			
ТН		Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 0608	6000	Напряжение первичное, U ₁	
			B					
			C					
Счетчик		Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163318	6000	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 Номер ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки		Обозначение, тип	Заводской номер					
КРУН-10 кВ ф.М4 ИК № 4	ТТ	Ктт= 20/5 КТ=0,5 № 9143-06	А	ТЛК-10-5	№ 06951	400	Ток первичный, I ₁		
			В	-	-		Напряжение первичное, U ₁		
			С	ТЛК-10-5	№ 06970		Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	А	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 1797				
			В						
			С						
Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	А1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163312						
КРУН-10 кВ ф.М8 ИК № 5	ТТ			Ктт= 150/5 КТ=0,5 № 15128-03	А	ТОЛ-10-1-У2	№ 6488	3000	Ток первичный, I ₁
					В	-	-		Напряжение первичное, U ₁
		С	ТОЛ-10-1-У2		№ 7058	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	А	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 1797				
			В						
			С						
Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	А1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163310						

Продолжение таблицы 1

Канал измерений		Средство измерений				Ктт·Ктн·Ксч	Наименование измеряемой величины			
Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения Номер ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки	Обозначение, тип		Заводской номер						
КРУН-10 кВ ф.М34 ИК № 6	ТТ	Ктт= 300/5 КТ=0,5 № 15128-03	A	ТОЛ-10-1-У2	№ 6326	6000	Ток первичный, I ₁			
			B	-	-					
			C	ТОЛ-10-1-У2	№ 5490					
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 1772		6000	Напряжение первичное, U ₁		
			B							
			C							
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3		№ 01163317		6000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	ТТ	Ктт= 300/5 КТ=0,5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6У3	№ 01823				6000	Ток первичный, I ₁
			B	-	-					
C			ТЛК-10-6У3	№ 01847						
ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 1772	6000	Напряжение первичное, U ₁				
		B								
		C								
Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3		№ 01163316	6000	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 Номер ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки	Обозначение, тип				Заводской номер		
КРУН-10 кВ ф.М37 ИК № 8	ТТ	Ктт= 300/5 КТ=0,5 № 9143-06	A	ТЛК-10-6УЗ	№ 01789	6000	Ток первичный, I ₁		
			B	-	-				
			C	ТЛК-10-6УЗ	№ 01812				
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 16687-02	A	НАМИТ-10-2УХЛ2	№ 1772		6000	Напряжение первичное, U ₁	
			B						
			C						
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3		№ 01163311		6000	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
	ТТ	Ктт= 20/5 КТ=0,5 №9143-06	A	ТЛК-10-5	№ 07035			400	Ток первичный, I ₁
			B	-	-				
C			ТЛК-10-5	№ 07037					
ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 831-69	A	НТМИ-10	№ 469	400	Напряжение первичное, U ₁			
		B							
		C							
Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3		№ 01163313	400	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 Номер ИК	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверки	Обозначение, тип	Заводской номер				
ТП-5 ф.М38 ИК № 10	ТТ	Ктт= 20/5 КТ=0,5 № 9143-06	А	ТЛК-10-5	№ 06942	400	Ток первичный, I ₁	
			В	-	-			
			С	ТЛК-10-5	№ 06943			
	ТН	Ктн= 10000/100 КТ 0,5 № 343-69	А	НОМИ-10	№ 1442	400	Напряжение первичное, U ₁	
			В	НОМИ-10	№ 523			
			С	-	-			
	Счетчик	Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-3	№ 01163309	400	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
	ТП-5 0,4кВ НЭСК ИК № 11	ТТ	Ктт=100/5 КТ=0,5 № 31857-06	А	Т-0,66	№ 093739	20	Ток первичный, I ₁
				В	Т-0,66	№ 093732		
С				Т-0,66	№ 093736			
ТН		-	А	-	-	20	Напряжение первичное, U ₁	
			В	-	-			
			С	-	-			
Счетчик		Ксч=1 КТ=0,5S/1,0 U=100/√3В I=5А № 31857-06	A1805RAL-P-4GDW-4	№ 01163308	20	Ток вторичный, I ₂ Напряжение вторичное, U ₂ Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время		

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основными метрологическими характеристиками АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» являются доверительные границы интервала основной относительной погрешности измерения 30-минутных приращений активной (реактивной) электроэнергии и границы интервала относительной погрешности в рабочих условиях, для вероятности 0,95, вычисляемые по формуле:

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{C.ч}^2 + \delta_{УСПД}^2 + \delta_{кв}^2 + \Sigma(\delta_{\delta_t}^2 + \delta_{\delta_U}^2 + \delta_{\delta_f}^2 + \delta_{\delta_H}^2)} \%,$$

где δ_I – предел допускаемой относительной токовой погрешности ТТ, % ;

δ_U – предел допускаемой относительной погрешности напряжения ТН, % ;

δ_θ – наибольшее по абсолютной величине значение относительной погрешности, обусловленной угловыми погрешностями ТТ и ТН в режиме измерения активной (реактивной) электроэнергии, % ;

δ_L – относительная погрешность обусловленная потерями напряжения в линии присоединения ТН и счётчика, % ;

$\delta_{C.ч}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика в режиме измерения активной (реактивной) электроэнергии;

$\delta_{УСПД}$ - предел допускаемой относительной погрешности УСПД, %;

$\delta_{кв}$ - предел допускаемой относительной погрешности измерения календарного времени, % ;

δ_{δ_t} – дополнительная погрешность счётчика, вызванная отклонением температуры окружающей среды от нормального значения (20 °С), % ;

δ_{δ_U} - дополнительная погрешность счётчика, вызванная отклонением напряжения от номинального в измерительной цепи счётчика, % ;

δ_{δ_f} - дополнительная погрешность счётчика, вызванная отклонением частоты от номинального значения (50 Гц), в измерительной цепи счётчика, % ;

δ_{δ_H} - дополнительная погрешность счётчика, вызванная влиянием внешнего магнитного поля, создаваемого током частоты, одинаковой с частотой подаваемого на счётчик напряжения, % .

Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «ЮГ»

Но- мер ИК	Наименование характеристики	Значение			
1-11	Доверительные границы основной относительной погрешности результата измерений, при доверительной вероятности P = 0,95: количества активной электрической энергии, %				
	при коэффициенте мощности	cos φ 1,0	cos φ 0,9 _{инд}	cos φ 0,8 _{инд}	cos φ 0,5 _{инд}
	- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{ном1}$	±1,7	±2,3	±2,8	±5,4
	- в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{ном1}$	±1,0	±1,2	±1,5	±2,7
	- в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{ном1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{ном1}$	±0,8	±0,9	±1,1	±1,9
	количества реактивной электрической энергии, %				
	при коэффициенте мощности	–	–	sin φ 0,6 _{инд}	sin φ 0,9 _{инд}
	- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{ном1}$	–	–	±4,6	±2,8
	- в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{ном1}$	–	–	±2,4	±1,6
	- в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{ном1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{ном1}$	–	–	±1,8	±1,3
1-11	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений, в рабочих условиях применения при доверительной вероятности P = 0,95 количества активной электрической энергии, %				
	при коэффициенте мощности	cos φ 1,0	cos φ 0,9 _{инд}	cos φ 0,8 _{инд}	cos φ 0,5 _{инд}
	- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{ном1}$	±1,9	±2,4	±3,0	±5,5
	- в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{ном1}$	±1,2	±1,5	±1,7	±3,0
	- в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{ном1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{ном1}$	±1,0	±1,2	±1,4	±2,2
	количества реактивной электрической энергии, %				
	при коэффициенте мощности	–	–	sin φ 0,6 _{инд}	sin φ 0,9 _{инд}
	- в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{ном1}$	–	–	±4,9	±3,2
	- в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{ном1} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{ном1}$	–	–	±2,7	±2,0
	- в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{ном1} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{ном1}$	–	–	±2,1	±1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения текущего времени и интервалов времени не превышают ±5с					

Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети :

- напряжение(0,98 ÷ 1,02)U_{ном};

- ток(0,05 ÷ 1,2)I_{ном};
- частота питающей сети, Гц.....(50 ± 0,15);
- коэффициент мощности cos φ0,5_{инд} ÷ 1,0;

где - U_{ном}, I_{ном} - номинальное первичное напряжение, ток

- температура:.....от -20°С до +50°С (для ТН и ТТ);
от +15°С до +25°С (для счетчиков);
от +15°С до +25°С (для ИВК);
- относительная влажность воздуха(70 ± 5) %;
- атмосферное давление.....(750±30) мм рт.ст.;
- индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл.....0,05;

Рабочие условия эксплуатации:

Параметры сети :

- напряжение(0,9 ÷ 1,1)U_{ном};
- ток:..... (0,05 ÷ 1,2)I_{ном} ;
- частота питающей сети, Гц.....(50 ± 0,15);
- коэффициент мощности cos φ0,5_{инд} ÷ 1,0;

- температура:от 0°С до 40°С для счётчиков
от -30°С до 50°С для ТТ и ТН
от 10°С до 35°С для ИВК и УСПД
- относительная влажность воздуха.....(80±5) %
- атмосферное давление.....(750±30) мм рт.ст
- индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл не более0,05.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее T = 120000 ч среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее T = 40000 ч среднее время восстановления работоспособности tв = 0,5 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее T = 60000 ч среднее время восстановления работоспособности tв = 1 ч.

Средний срок службы АИИС КУЭ ОАО «ЮГ»

10 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по телефонной сети общего пользования.

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

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

в журнале УСПД:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;
- при отключении питания – не менее 3,5 лет;

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 3,5 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 электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «ЮГ».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «ЮГ» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ». Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Краснодарский ЦСМ» в ноябре 2007 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217;
- ТН – по ГОСТ 8.216 и/или по МИ 2845, МИ 2925;
- электросчётчики «Альфа А1800»– по «Методике поверки счётчиков трёхфазных Альфа-1800», утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006г.;

– УСПД RTU 325,– по методике поверки «Комплексы аппаратно-программных средств для учёта электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»,
ГОСТ Р 8.596 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
РД 34.11.114 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. — М.: РАО «ЕЭС России»

Регламент НП АТС Приложение № 11.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «НИЖНОВАТОМЭНЕРГОСБЫТ» для электроснабжения ОАО «ЮГ» утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель:

ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ»

Адрес: 127030, г. Москва,

ул. Суцеская, д. 19, стр. 7

Тел.: (495) 660-71-68

Факс: (495) 660-71-69

Директор инженерного центра
ООО «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ»



А.А. Бутко