

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ (далее АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности за интервалы времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ является двухуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки.

В состав АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ решает следующие задачи:

- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;
- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- регистрацию параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Кубаньэнерго» и другим смежным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ включает следующие уровни:

1-й уровень состоит из 23 ИК и включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 класса точности 0,2S/0,5;
- вторичные измерительные цепи.

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД типа RTU-325H;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- автоматизированные рабочие места операторов (АРМ) с установленным 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 счетчика. 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 вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, установленное в шкафу в помещении панелей ГТУ ТЭС. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных в сервер БД ИВК АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» с помощью оборудования связи по основному и резервному каналам связи или с помощью малой наземной спутниковой станции связи на базе VSAT-технологии.

Синхронизация времени осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени (УССВ) GARMIN GPS35-HVS, подключенного к УСПД и обеспечивающего прием сигналов точного времени спутниковой навигационной системы GPS. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию времени УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. УСПД при каждом сеансе опроса счетчиков (1 раз в 30 минут) осуществляет синхронизацию времени встроенных часов счетчика со встроенными часами УСПД при расхождении времени между ними более чем на ± 2 с. Корректировка времени АРМ осуществляется автоматически в момент опроса УСПД при обнаружении рассогласования времени УСПД и АРМ более чем на ± 1 с.

Регламентированный доступ к информации АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- УСПД.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом Коммерческого оператора (ИАСУ КУ (КО));
- конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»)), смежным субъектам ОРЭ результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
 - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ, событий в АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ;
 - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ.
- Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
 - автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения (наименование программного модуля, наименование файла)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии «Альфа-ЦЕНТР»	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe)	AC_UE	24dc80532f6d9391dc47f5dd7aa5df37	MD5
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)		783e1ab6f99a5a7ce4c6639bf7ea7d35	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)		3408aba7e4f90b8ae22e26cd1b360e98	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- установкой пароля на УСПД;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				К _{тт} · К _{тн} · К _{сч}	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики	
								Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электроэнергии и мощности при доверительной вероятности Р=0,95:	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Основная погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
					cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87			
1	2	3	4		5	6	7	8	
1	КВЛ-110 кВ ТПЗ-Шелси	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	825 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			К _{тт} =750/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			К _{тн} =110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			К _{сч} =1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
2	КВЛ-110 кВ ТППЗ-Туапсе тяговая	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	825 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=750/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
3	КЛ-110 Т-7	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	275 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=250/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
4	КЛ-100 Т-1	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
5	КЛ-110 Т-2	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
6	КЛ-110 Т-3	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
7	КЛ-110 Т-4	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2 % ± 1,4 %
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
8	КЛ-110 Т-5	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
9	КЛ-110 Т-6	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
10	КЛ-110 Т-11	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
11	КЛ-110 Т-12	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
12	КЛ-110 Т-13	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
13	КЛ-110 Т-14	ТТ	КТ=0,2S	A	F35-CT4	550 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=500/1	B					
			40729-09	C					
		ТН	КТ=0,2	A	SUD 145/H79-F35				
			КТН=110000:√3/100: √3	B					
			40730-09	C					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
14	Резервное питание РУСН10 кВ ГТУ1-ГТУ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	31 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=300/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
15	РУСН 10 кВ ПТУ секция 1	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	42 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=400/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
16	РУСН 10 кВ ПТУ Секция 2	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	42 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=400/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
17	ПТУ-1	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC4	21 000	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=1000/5	B	4MC4				
			44089-10	C	4MC4				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
18	ГТУ-1	ТТ	КТ=0,2S	A	GTDSO10	367 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=3500/1	B	GTDSO10				
			52246-12	C	GTDSO10				
		ТН	КТ=0,2	A	GSE 10				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	GSE 10				
			52234-12	C	GSE 10				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
19	ГТУ-2	ТТ	КТ=0,2S	A	GTDSO10	367 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=3500/1	B	GTDSO10				
			52246-12	C	GTDSO10				
		ТН	КТ=0,2	A	GSE 10				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	GSE 10				
			52234-12	C	GSE 10				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
20	ГТУ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	GTDSO10	367 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=3500/1	B	GTDSO10				
			52246-12	C	GTDSO10				
		ТН	КТ=0,2	A	GSE 10				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	GSE 10				
			52234-12	C	GSE 10				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
21	Ввод рабочего питания РУСН 10 кВ ГТУ-1	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	31 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=300/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						
22	Ввод рабочего питания РУСН 10 кВ ГТУ-2	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	31 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=300/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Таблица 2. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8
23	Ввод рабочего питания РУСН 10 кВ ГТУ-3	ТТ	КТ=0,2S	A	4MC7	31 500	Активная Реактивная	± 0,5% ± 1,1%	± 1,2% ± 1,4%
			КТТ=300/1	B	4MC7				
			44089-10	C	4MC7				
		ТН	КТ=0,2	A	4MT12				
			КТН=10500:√3/100: √3	B	4MT12				
			50639-12	C	4MT12				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5	Альфа А1800					
			Ксч=1						
			31857-11						

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, $\pm$ %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{\text{ном}}$.

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm$ %» приведены границы погрешности измерений электроэнергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$; $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{\text{ном}}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока $(1,0 \div 1,2)I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,9$ инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус 40 °С до 25 °С; УСПД – от минус 40 °С до 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном1}}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном1}}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– температура окружающего воздуха от - 30 °С до 35 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 \div 1,1)U_{\text{ном2}}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{\text{ном2}}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;

– относительная влажность воздуха $(40 \div 60)$ %;

– 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 °С до 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более 7 суток;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;

6. Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 3 лет.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в

таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ ± 5 с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений интервалов времени в АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ ± 5 с/сут.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ

Наименование	Тип	Количество
Трансформаторы тока измерительные	F35-CT4	13 шт.
Трансформаторы тока измерительные	4MC7	18 шт.
Трансформаторы тока измерительные	4MC4	3 шт.
Трансформаторы тока	GTDSO10	9 шт.
Трансформаторы напряжения измерительные	SUD 145/H79-F35	4 шт.
Трансформаторы напряжения	4MT12	21 шт.
Трансформаторы напряжения	GSE 10	9 шт.
Счетчики электроэнергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	23 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ДЯИМ. 411732.003.РЭ	1 шт.
Методика поверки	79566035.012-Р-600.130.020-АСУ.МП	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу 79566035.012-Р-600.130.020-АСУ.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» 18.08.2014 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- трансформатор напряжения лабораторный измерительный НЛЛ-15, номинальное напряжение первичной обмотки 10 000 В, класс точности 0,1 или 0,2;
- делитель напряжения ДН-220пт, коэффициент деления 1100, пределы допускаемой относительной основной погрешности при измерении напряжения переменного тока синусоидальной формы номинальной частотой 50 Гц $\pm 0,1$ %;
- прибор сравнения КНТ-03, пределы погрешности измерения: по напряжению не более $\pm (0,001 + 0,03 \cdot A)$ %, по углу не более $\pm (0,1 + 0,03 \cdot A)$ мин, где А-значения измеряемой величины.
- трансформатор тока измерительный лабораторный ТТИ-5000.5; номинальные значения первичного тока: 250 А, 300 А, 400 А, 500 А, 750 А, 1000 А, 3500 А; номинальный класс точности 0,05;

- частотомер электронно-счетный с диапазоном измерения 0,01 Гц — 12 МГц, с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,01 Гц;
- измеритель нелинейных искажений с диапазоном измерения 0...10 % с пределом абсолютной погрешности измерения не более 0,1 %
- нагрузочные устройства (магазины проводимости или магазины сопротивления), обеспечивающие нагрузку поверяемого трансформатора в пределах от 25 до 100 % его номинальной мощности, с пределом допускаемой основной погрешности активной и реактивной составляющих мощности не более ± 4 %;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МТЕ-S-10.05 с компаратором К2006; класс точности 0,01;
- установка для поверки счетчиков электрической энергии МК6801;
- калибратор переменного тока Ресурс-К2; диапазон измерений активной, реактивной и полной мощности по трем фазам $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ до $4,5 \cdot I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$; пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной мощности $\pm(0,15+0,03 \cdot (P_n/P-1))$, где $P_n = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ при $|\varphi|=60^\circ$; пределы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной мощности $\pm(0,15+0,03 \cdot (Q_n/Q-1))$, где $Q_n = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ при $|\varphi|=60^\circ$; пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной мощности $\pm(0,15+0,03 \cdot (S_n/S-1))$, где $S_n = I_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ном}}$ при $|\varphi|=60^\circ$;
- универсальная пробойная установка УПУ-10;
- устройство синхронизации времени УСП-2, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC при синхронизации времени от встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS ± 10 мкс;
- секундомер механический СОПр; класс точности 2;
- переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электроэнергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011, ПО АльфаЦЕНТР (AC_PE/AC_SE/AC_L), один из вариантов пуско-наладочного ПО AlphaPlus W(AEP)/ AlphaPlus 100/ AlphaPlus W1.8 (MeterCat)/ AlphaPlus 100/Конфигуратор СЭТ;
- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электроэнергии приведена в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием АИИС КУЭ ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ», аттестованном Инновационным фондом «РОСИСПЫТАНИЯ». Свидетельство об аттестации № 01.00200-2011/3 от 18.08.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ГТУ ТЭС Туапсинского НПЗ

1. ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли.

Изготовитель

ООО «Эльстер Метроника»
111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.
Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: www.elster.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ»
Адрес: 103001, г. Москва, Гранатный пер., д. 4
Телефон/факс: (499) 236-41-71/(499) 230-36-25
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ «РОСИСПЫТАНИЯ» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № 30123-10 от 12.02.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «__» _____ 2014 г.