



«СОГЛАСОВАНО»

Исполнитель ГЦИ СИ
ГТУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

"19" июля 2010 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений</p> <p>Регистрационный номер № <u>44597-10</u></p> <p>Взамен № _____</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Изготовлена по проектной документации ООО «Энергоучет», г. Самара, заводской номер №333

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» (далее - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск»), Ставропольский край, Кочубеевский район, совхоз Закубанский, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, хранения и отображения информации.

Областью применения АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» является коммерческий учет электрической энергии на объекте ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» ОАО «ФСК-ЕЭС» МЭС Юга по утвержденной методике выполнения измерений количества электрической энергии.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно - вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ) с системой обеспечения единого времени (СОЕВ) и информационно - вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» 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 ИВК Альфа ЦЕНТР результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии 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).

1-й уровень – измерительные каналы (ИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, 0,5 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1802RALQ-P4-GB-DW-4, класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), А1805RLQ-P4-GB-DW-4 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и 1 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск»;

3-й - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), Сервер БД ИВК расположен в филиале ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга.

Цифровые счетчики производят измерения максимальной мощности по заданным видам энергии, измерения значений тока и напряжения. Усреднение мощности происходит на интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут. В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325Н производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК. Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы.

Раз в сутки ПО Альфа ЦЕНТР, установленное на сервере БД ИВК, формирует и отправляет файл в формате XML, содержащий информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ (параметры P_{A18} , P_{A21}).

Возможность приема данных смежными системами с уровня ИВКЭ может быть обеспечена установкой ПО Альфа ЦЕНТР на АРМ пользователей смежных субъектов ОРЭ.

В АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» синхронизация времени производится от GPS (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-325Н. УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-325Н. Синхронизация времени счетчиков А1800 производится от УСПД RTU.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность системного времени не превышает ± 5 секунд. Сличение времени УСПД RTU-325Н со временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД RTU-325Н осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УСПД RTU-325Н на величину ± 2 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Лист №4

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Всего листов 13

Таблица 1 - Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер ИК	Канал измерений			Состав измерительного канала					Метрологические характеристики			
	Код точки измерения, наименование объекта учета	Вид СИ, фаза, класс точности, коэффициент трансформации, № Грестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктг • Ктн • Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная погрешность ИК, ±%	Погрешность ИК в рабочих условиях, ±%			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
	АИИС КУЭ		АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск»	333		Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ						
	УСПД	№ 37288-08	RTU-325H	004731		Календарное время						
2	ТТ	Ктг=0,2S Ктн=3000/1A №23747-02	A	CA-525	150000000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±0,5% ±1,1%	±1,9% ±2%			
			B	CA-525								
			C	CA-525								
	ТН	Ктг=0,2 Ктн=500000/√3;100/√3 №23743-02	A	DFK 525	150000000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±0,5% ±1,1%	±1,9% ±2%			
			B	DFK 525								
			C	DFK 525								
	Счетчик	Ктг=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A	DFK 525	150000000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±0,5% ±1,1%	±1,9% ±2%			
			B	DFK 525								
			C	DFK 525								
				A1802RALQ-P4-GB-DW-4								

1	2	3		4			5	6	7	8	9	10						
12	ВЛ 330 кВ «Невинномысская ГРЭС»	ТТ	Кт=0,2S Ктт=2000/1A №23747-02	A	CA-362	0811191/5	6600000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±0,5% ±1,1%	±1,9% ±2%							
				B	CA-362	0811191/3												
				C	CA-362	0811191/4												
		ТН	Кт=0,2 Ктн= 330000/√3:100/√3 №23743-02	A	DFK 362	0811196/11												
				B	DFK 362	0811196/12												
				C	DFK 362	0811196/4												
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A	DFK 362	0811195/14												
				B	DFK 362	0811195/13												
				C	DFK 362	0811195/5												
						A1802RALQ-P4-GB-DW-4						01191678						
		14	ВЛ 330 кВ «ГЭС-4»	ТТ	Кт=0,2S Ктт=2000/1A №23747-02	A						CA-362	0811191/2	6600000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±0,5% ±1,1%	±1,9% ±2%
						B						CA-362	0811191/12					
C	CA-362					0811191/1												
ТН	Кт=0,2 Ктн= 330000/√3:100/√3 №23743-02			A	DFK 362	0811196/7												
				B	DFK 362	0811196/8												
				C	DFK 362	0811196/2												
Счетчик	Кт=0,2 Ктн= 330000/√3:100/√3 №23743-02			A	DFK 362	0811195/4												
				B	DFK 362	0811195/18												
				C	DFK 362	0811195/17												
				A1802RALQ-P4-GB-DW-4			01191680											
21	Ввод КЗК			ТТ	Кт=0,5S Ктт=1250/5A №28402-09	A	GIS 12	09/30596864	825000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	±1,2% ±2,5%	±5% ±4,2%					
						B	GIS 12	09/30596865										
		C	GIS 12			09/30596866												
		ТН	Кт=0,5 Ктн= 10000/√3:100/√3 №28404-09	A	GSES 12D	09/30596680												
				B	GSES 12D	09/30596681												
				C	GSES 12D	09/30596682												
						A1805RLQ-P4GB-DW4								01200359				

Примечания :

1. В Таблице 1 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. В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220 \pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)I_{н1}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \div 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от -40°C до $+50^\circ\text{C}$; ТН - от -40°C до $+25^\circ\text{C}$ по ГОСТ Р 52323-2005, от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$ по ГОСТ 26035-83; УСПД - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
- 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 - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \div 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+5^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 0,01)$ при $\cos\varphi=1$ $\div 1,2)I_{н2}$
- диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \div 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- 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 $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

5. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электрической энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на одноконтурный утвержденный тип. Замена оформляется актом установленном на объекте ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» - порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0=120\ 000$ ч., время восстановления работоспособности $T_b=168$ ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T_0=40\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_b=24$ ч.;

Оценка надежности АИИС в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,87$ – коэффициент готовности;

$T_{O_АИИС} = 1713$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;

- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
 - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;

 - установка текущих значений времени и даты;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывов электропитания;
 - программных и аппаратных перезапусков;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;

- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД ИВК.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- 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 подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск» представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск»

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока СА 525	3 шт.
Измерительный трансформатор тока СА 362	6 шт.
Измерительный трансформатор тока GIS 12	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения DFK 525	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения DFK 362	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения GSES 12D	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа А1802RALQ-P4-GB-DW-4	3 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа А1805RLQ-P4-GB-DW-4	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экз.
Методика поверки	1 экз.
УСПД RTU-325H	1 экз.
АРМ оператора с ПО Windows XP Pro и АС_РЕ_40	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.

ПОВЕРКА

Проверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС».

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/√3...750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- Счетчики типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональный Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

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

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

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.

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500/330/10 кВ «Невинномысск» - АИИС КУЭ ПС 500/330/10 кВ «Невинномысск», утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:
ООО «Энергоучет»

Юридический/Почтовый адрес:
443070, Россия, г.Самара,
ул. Партизанская, д. 150

Технический директор
ООО «Энергоучет»



В.В. Тараканов