

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –
зам. директора ФГУП «СНИИМ»
В. И. Евграфов

[Handwritten signature]
« 29 » мая 2009г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС»	Внесена в Государственный реестр средств измерений. Регистрационный № <u>4430-09</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «СУНЭТО», г. Кемерово, зав. №1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии, преобразуемой и распределяемой в сети электропередач ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Сибири.

ОПИСАНИЕ

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании мгновенной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

АИИС выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС состоит из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительных комплексов электроустановки (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

Измерительные трансформаторы, входящие в состав ИИК ТИ выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к моментам времени, определенным в шкале времени UTC.

Для измерения приращений электрической энергии использованы счетчики электрической энергии ЕвроАльфа модификации EA02RALX-P4B-4 (Госреестр СИ № 16666-07). Принцип действия счетчиков при измерении электрической энергии основан на вычислении активной мощности путем интегрирования на временном интервале, равном периоду сети, мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратических значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения

мощности преобразуются в частоту следования импульсов с заданным весом, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут. Результаты счета импульсов сохраняется в долговременной памяти счетчика. Счетчик электрической энергии осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC.

ИВК представляет собой совокупность пространственно-распределенных серверов баз данных (БД), размещенных в КБПМЭС, г. Кемерово, МЭС Сибири – филиале ОАО «ФСК ЕЭС», г. Красноярск и головном центре сбора и обработки данных ОАО «ФСК ЕЭС», г. Москва. Сервер МЭС Сибири – филиал ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Красноярск) резервирует сервер ИВК размещенный в КБПМЭС. Главным является сервер, размещенный в КБПМЭС, г. Кемерово.

Все три сервера ИВК АИИС построены на основе многопользовательской версии комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр СИ № 20481-00). В качестве аппаратной части серверов БД использован Hewlett-Packard ProLiant DL360 G5 Server.

В качестве устройства сбора и передачи данных (УСПД) ИВКЭ используется контроллер RTU-325-E1-512-M3-B4-G (Госреестр № 37288-08). УСПД осуществляет сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации информационно-измерительных комплекса (ИИК), а в качестве программного обеспечения - программный комплекс Альфа ЦЕНТР.

Информационные каналы связи внутри АИИС построены посредством:

- шины интерфейса RS-485 для связи счетчиков с УСПД «RTU-325»;
- волоконно-оптической линии (ВОЛС) для связи УСПД «RTU-325» по основному и резервному каналам с сервером АИИС в КБПМЭС, г. Кемерово;
- единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭЭ) для связи сервера БД ОАО «ФСК ЕЭС» в г. Москва с сервером БД КБПМЭС в г. Кемерово по основному каналу связи;
- телефонной сети общего пользования (ТФСОП) для связи сервера БД в КБПМЭС с сервером БД ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» по резервному каналу связи;
- ВОЛС для связи сервера БД КБПМЭС в г. Кемерово с сервером БД МЭС Сибири – филиал ОАО «ФСК ЕЭС» в г. Красноярск по основному каналу связи;
- глобальной информационной сети с присоединением через интерфейс IEEE 802.3 для связи серверов уровня ИВК между собой по резервному каналу;
- локальной сети передачи данных IEEE 802.3 для связи серверов ИВК с АРМ пользователей;

Информационные каналы для связи АИИС с внешними системами построены посредством:

- глобальной информационной сети с присоединением через интерфейс IEEE 802.3 для передачи данных системному оператору «Кузбасское РДУ» и ОАО «АТС» по основному каналу связи;
- телефонной линии общего пользования (ТФСОП) и радиоканала стандарта GSM для доступа по резервному каналу к УСПД со стороны внешних систем, в т. ч. ОАО «АТС» посредством модема SkyEdge Pro.

ИИК ТИ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень ИК и состав соответствующих ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Шкала времени часов серверов ИВК автоматически синхронизируется со шкалой времени UTC посредством приема и обработки сигналов GPS устройством приема и синхронизации времени УССВ-35HSV.

Шкала времени часов УСПД синхронизируется со шкалой времени UTC посредством приема и обработки сигналов GPS устройством УССВ-35HSV. Шкала времени UTC

автоматически передается от часов УСПД часам счетчиков ИИК при их опросе. УСПД вычисляет поправку часов каждого счетчика, если поправка превышает ± 1 с, автоматически осуществляется коррекция часов счетчика, для которого выполняется данное условие.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ОАО «АТС» и филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Результаты измерений защищены электронной цифровой подписью.

Структура АИИС допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов	12.
Границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 2.	
Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с	± 5 .
Переход с летнего на зимнее время	автоматический.
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30.
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии.....	30;
Формирование XML-файла для передачи внешним организациям	автоматическое.
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных.....	автоматическое.
Период занесения результатов измерений в базу данных, ч	24.
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет	3.
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое.
Рабочие условия применения трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С.....	от минус 45 до плюс 40;
температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С	от 0 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49,5 до 50,5;
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05.
Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:	
ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,8 емк.;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.

Рабочие условия применения остальных технических средств АИИС:

температура окружающего воздуха, °С..... от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц..... от 49 до 51;

напряжение сети питания, В..... от 198 до 242.

Показатели надежности:

Средняя наработка на отказ, часов не менее 9208 ч;

Коэффициент готовности не менее 0,997.

Таблица 1 – Перечень ИК и состав ИИК ТИ АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	Зав. №	К-т тр.	Кл.т. ТТ	Тип ТН	Зав. № ТН	К-т тр.	Кл.т. ТН	Тип счетчика	Зав. № счетчика	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. при изм. реакт. эн.	Тип УСПД, зав №,
1	ВЛ-537 Беловская ГРЭС	СА-525	A:0505363/11 B:0505363/3 C:0505363/15	2000/1	0,2s	ДФК-525	A:0511740/2 B:0511740/1 C:0511740/14 A:0410471/9 B:0410471/12 C:0410471/15	500000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154667	0,2S	0,5	
2	ВЛ-517 Назаровская ГРЭС	СА-525	A:0505363/13 B:0505363/6 C:0505363/4	2000/1	0,2s	ДФК-525	A:0511740/10 B:0511740/9 C:0511740/13 A:0410471/4 B:0410471/8 C:0410471/13	500000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154665	0,2S	0,5	
3	ВЛ-110 кВ ПС Брусничная-2	SB-0,8	A:05364389; B:05364376; C:05364375	500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1535 B:1550 C:1499	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154680	0,2S	0,5	
4	ВЛ-110 кВ ПС Брусничная-1	SB-0,8	A:05364392; B:05364377; C:05364388	500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1548 B:1501 C:1547	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154670	0,2S	0,5	
5	ВЛ-110 кВ ПС Иверка	SB-0,8	A:05364373; B:05364394; C:05364370	1500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1535 B:1550 C:1499	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154673	0,2S	0,5	
6	ВЛ-110 кВ ПС Яйская	SB-0,8	A:07041968 B:07041985 C:07041986	1500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1548 B:1501 C:1547	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154679	0,2S	0,5	
7	ВЛ-110 кВ ПС НПС-2	SB-0,8	A:05364369; B:05364365; C:05364368	1000/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1548 B:1501 C:1547	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154671	0,2S	0,5	
8	ВЛ-110 кВ ПС НПС-1	SB-0,8	A:05364378; B:05364386; C:05364374	1000/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1535 B:1550 C:1499	110000 /100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154677	0,2S	0,5	

«RTU-325-E1-512-M3-B4-G», зав № 4632

<i>№ ИК</i>	<i>Диспетчерское наименование присоединения</i>	<i>Тип ТТ</i>	<i>Зав. №</i>	<i>К-т тр.</i>	<i>Кл.т. ТТ</i>	<i>Тип ТН</i>	<i>Зав. № ТН</i>	<i>К-т тр.</i>	<i>Кл.т. ТН</i>	<i>Тип счетчика</i>	<i>Зав. № счетчика</i>	<i>Кл. т. при изм. акт эн.</i>	<i>Кл. т. при изм. реакт. эн.</i>	<i>Тип УСПД, зав №,</i>
9	ВЛ-110 кВ ПС Анжерская ЛПУ-1	SB-0,8	A:05364391; B:05364385; C:05364390	1000/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1548 B:1501 C:1547	110000/100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154672	0,2S	0,5	
10	ВЛ-110 кВ ПС Анжерская ЛПУ-2	SB-0,8	A:05364363; B:05364366; C:05364364	1000/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1535 B:1550 C:1499	110000/100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154678	0,2S	0,5	
11	ВЛ-110 кВ ПС КТПБ-1	SB-0,8	A: 05364384 B: 05364383 C: 05364379	500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1548 B:1501 C:1547	110000/100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154675	0,2S	0,5	
12	ВЛ-110 кВ ПС КТПБ-2	SB-0,8	A:05364382 B:05364380 C:05364381	500/1	0,2s	НАМИ-110УХЛ1	A:1535 B:1550 C:1499	110000/100	0,2	EA02RA L-P4B-4	01154668	0,2S	0,5	

Таблица 2 – Границы допустимой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

$I, \% \text{ от } I_{\text{ном}}$	$\cos \varphi$	ИК №№ 1÷12	
		$\delta_{W^A}, \pm\%$	$\delta_{W^P}, \pm\%$
2	0,5	1,9	2,0
5	0,5	1,4	1,3
20	0,5	1,2	0,98
100	0,5	1,2	0,96
2	0,8	1,4	2,7
5	0,8	1,1	1,6
20	0,8	0,92	1,2
100	0,8	0,92	1,1
2	0,865	1,3	3,1
5	0,865	1,1	1,9
20	0,865	0,89	1,3
100	0,865	0,89	1,2
2	1	1,0	-
5	1	0,77	-
20	1	0,70	-
100	1	0,70	-

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Формуляр».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС входят технические средства и документация, указанные в таблице 3.

Таблица 3

Технические средства ИИК ТИ в соответствии с таблицей 1	
Технические средства ИВК в составе:	
<i>Наименование оборудования</i>	<i>Тип (модификация, исполнение)</i>
Коммуникационный сервер	DL360G5
Устройство сбора и передачи данных	УСПД «RTU-325-E1-512-M3-B8-Q-I2-G»
УССВ на базе GPS-приемника	УССВ-35HSV
АРМ	На базе персонального компьютера
Документация	
«Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Технорабочий проект 70616889.422222.007.	
«Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Формуляр»	
«Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии Филиала ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Методика поверки»	

ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с документом «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС» . Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ «___» _____ 2009 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У-01, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки», измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчики электрической энергии УвроАльфа – в соответствии с документом "ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки" (ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» сентябрь 2007 г.), устройство сбора и передачи данных «RTU-325» - в соответствии с документом ДИЯМ.466453.005 МП.

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ Р 52323-05	Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
70616889.42222.007.	Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии филиала ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС». Технорабочий проект

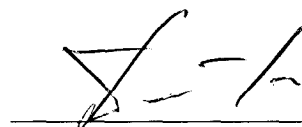
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ПС 500 кВ «Ново-Анжерская» МЭС Сибири - филиал ОАО «ФСК ЕЭС», зав. № 1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ:

ООО «СУНЭТО», 650070, г. Кемерово, ул. Терешковой, 53

Главный инженер ООО «СУНЭТО»


 В.П. Патрин