

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель ГАИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

22» 12 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40249-08</u>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Южный ИЦЭ», г. Краснодар, заводской № 10.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4) предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: на ОРУ 500 кВ Каширской ГРЭС-4 и граничащих с ней по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из следующих основных средств измерений – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, УСПД, сервера сбора данных и вспомогательного оборудования – устройств связи, устройство синхронизации системного времени, модемов различных типов, верхнего уровня сбора информации – коммуникационного сервера, сервера хранения коммерческой информации АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 (в дальнейшем - сервер) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПЭВМ.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики Альфа А1800 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0.5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи встроенного программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление собранной информации. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, сервера сбора данных и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, GSM связь, оптоволоконные линии связи.

АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера сбора данных и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к УСПД.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам Альфа А1800 (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, проходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре СИ. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

# ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+10...+40 -30...+50
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	500; 220; 20; 6;
Первичные номинальные токи, кА	1; 1,5; 0,3; 0,1;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1, 5
Количество точек учета, шт.	9
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{1(2)} \cdot \% I_{1(2)} \cdot \% < I \leq I_{5\%}$	$\delta_{5\%} \cdot \% I_{5\%} < I \leq I_{20\%}$	$\delta_{20\%} \cdot \% I_{20\%} < I \leq I_{100\%}$	$\delta_{100\%} \cdot \% I_{100\%} < I \leq I_{120\%}$
1-5	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,1	±0,61	±0,56	±0,56
	ТН класс точности 0,2	0,8 (инд.)	±1,3	±0,83	±0,69	±0,69
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±1,7	±1,1	±0,85	±0,85
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,4	±1,1	±0,89	±0,89
	ТН класс точности 0,2	0,5 (0,87)	±2,2	±1,0	±0,8	±0,8
6, 8	ТТ класс точности 0,2S	1	±1,1	±0,72	±0,68	±0,68
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±1,4	±0,96	±0,85	±0,85
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±1,9	±1,6	±1,2	±1,2
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±2,4	±1,3	±1,1	±1,1
	ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	±2,2	±1,1	±0,92	±0,92
7, 9	ТТ класс точности 0,5S	1	±1,8	±1,0	±0,82	±0,82
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±2,3	±1,4	±1,1	±1,1

Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±3,9	±2,2	±1,6	±1,6
ТТ класс точности 0,5S	0,8 (0,6)	±3,7	±1,9	±1,5	±1,5
ТН класс точности 0,5	0,5 (0,87)	±2,8	±1,4	±1,1	±1,1
Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)					

\*) Примечание: Погрешность нормируется для тока I от 2% до 5% номинального значения при  $\cos\varphi < 1$ .

\*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

$\delta_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженный в Вт·ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);  $T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

# КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1		ЛЭП 500 кВ «Пахра»	ТН трансформатор напряжения	SU550 А № 915 В № 922 С № 907 Коэфф. тр. 500000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 28006-04	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ELK-CB3 А № 03/12 В № 03/10 С № 03/1 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 28007-04	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	А 1800 № 061000112 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
2		ЛЭП 500 кВ «Михайловская»	ТН трансформатор напряжения	SU550 А № 918 В № 910 С № 920 Коэфф. тр. 500000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. Р. 28006-04	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ELK-CB3 А № 03/3 В № 03/9 С № 03/4 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 28007-04	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	А 1800 № 06100113 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
3		Энергоблок - 2	ТН трансформатор напряжения	SU550 А № 919 В № 911 С № 912 Коэфф. тр. 500000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 28006-04	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ELK-CB3 А № 03/8 В № 03/5 С № 03/6 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 28007-04	Первичный ток, $I_1$

			Счетчик	А 1800 № 06100111 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 1А; № Гос. Р 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
4		Энергоблок - 3	ТН трансформатор на- пряжения	SU550 А № 913 В № 921 С № 916 Коэфф. тр. 500`000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 28006-04	Первичное напряже- ние, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформаторы тока	ELK-CB3 А № 03/2 В № 03/11 С № 03/7 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 28007-04	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	А 1800 № 06100110 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
5		Автотрансформатор 500 кВ	ТН трансформатор на- пряжения	SU550 А № 917 В № 909 С № 914 Коэфф. тр. 500000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 28006-04	Первичное напряже- ние, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформаторы тока	TBT500-IV А № 3409 В № 3411 С № 3410 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 38541-08	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	А 1800 № 06100108 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
6		Автотрансформатор 220 кВ	ТН трансформатор на- пряжения	НКФ-220 А № 1034205, 1034031 В № 1023216, 1034053 С № 1029201, 1029154 Коэфф. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-08	Первичное напряже- ние, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформаторы тока	JR 0,5 А № 3420 В № 3418 С № 3419 Коэфф. тр. 1500/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 35406-07	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	А 1800 № 06100109 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
7		Автотрансформатор 20 кВ	ТН трансформатор на- пряжения	4MT7 А № 08/30469269 В № 08/30469270	Первичное напряже- ние, U <sub>1</sub>

				С № 08/30469271 Коэфф. тр. 20000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 35057-07	
			ТТ трансформаторы тока	4МС4660 А № 3421 В № 3422 С № 3427 Коэфф. тр. 100/1 Кл.т. 0,5S № Гос. р. 35056-07	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	А 1800 № 06100107 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 1А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
8		Блок 3 (КРУ 6 кВ)	ТН трансформатор на- пряжения	ЗНОЛ-06 А № 6747 В № 6258 С № 6843 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16867-06	Первичное напряже- ние, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТЛО-10 А № 15139 В № 15141 С № 15140 Коэфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 25433-08	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	А 1800 № 06100114 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
9		Блок 4 (КРУ 6 кВ)	ТН трансформатор на- пряжения	ЗНОЛ-06 А № 2248 В № 2277 С № 2253 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16867-06	Первичное напряже- ние, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТЛМ-10 А № 000576 С № 000631 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-05	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	А 1800 № 06100115 Кл.т. 0,2S/0,5 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 31857-06	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746:	Согласно схеме объекта учета	28007-04, 38541-08, 35406-07, 35056-07, 25433-08, 2473-05
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983:	Согласно схеме объекта учета	28006-04, 26453-08, 35057-07, 16867-06
УСПД RTU 325	1 (зав. № 005193)	37288-08
Альфа А 1800	По количеству точек учета	31857-06
Сервер сбора данных	Один	
Приёмник меток времени GPS НЕКМ.426479.011	Один	

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4
Разветвительная коробка RS-485	Девять
Интерфейсный модуль RS-485 / RS-232	Две
Сотовый модем Siemens TC35	Один
Модем Zyxel U336S	Один
Программное обеспечение Альфа-Центр (Personal Edition)	Один
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
  - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
  - средства поверки счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006г.
  - Радиочасы МИР РЧ-01.
- Межповерочный интервал - 4 года.



## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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";

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

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОРУ-500 кВ Каширской ГРЭС-4 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО «Южный ИЦЭ»

Адрес: 350058, г. Краснодар, ул. Старокубанская, 116,.

Тел: (861) 234-05-25, факс: (861) 234-05-25.

Главный инженер  
ОАО «Южный ИЦЭ»



В.И. Скрипниченко