

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ) включающие в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), ИВЧ-1 (Госреестр №42462-09), сервер сбора данных (ССД) ИВКЭ Приморская ГРЭС, ССД ИВКЭ Приморья, технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» (Госреестр № 46170-10) включает ССД ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания», расположенный в серверной административного корпуса ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» г. Хабаровск, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- 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 единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИИК 1, 2 УСПД один раз в 30 минут производит опрос счётчиков электроэнергии, выполняет обработку и передачу полученной информации в ССД ИВКЭ Приморья.

ССД ИВКЭ Приморья с периодичностью 1 раз в сутки опрашивает УСПД, считывает с него 30-минутный профиль мощности и журналы событий для каждого канала учета за сутки.

Для ИИК 3, 4, 8, 9 УСПД один раз в 30 минут производит опрос счётчиков электроэнергии, выполняет обработку и передачу полученной информации в ССД ИВК АИИС КУЭ.

Для ИИК 5-7 ССД ИВКЭ Приморская ГРЭС один раз в 30 минут производит опрос счётчиков электроэнергии, считывает с них 30-минутный профиль мощности и журналы событий для каждого канала учета за сутки и выполняет обработку полученной информации.

ССД ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» с периодичностью 1 раз в сутки опрашивает УСПД ИИК 3, 4, 8, 9 ССД ИВКЭ Приморья, ССД ИВКЭ Приморская ГРЭС, считывает с них 30-минутный профиль мощности и журналы событий для каждого канала учета за сутки. Считанные значения записываются в базу данных.

ССД ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» в автоматическом режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы счетчиков, часы ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания».

Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» происходит с цикличностью один раз в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, УСПД и ПО ССД АИИС КУЭ.

Программные средства ССД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «EMCOS Corporate», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Модуль	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «EMCOS Corporate»	модуль обеспечения работоспособности всех модулей системы	STControlApp.exe	2.1	53C59D78962E4D80C7EDA2C828AE498C	MD5
	модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor.exe		824693630D5F29003B6CBC52120E0FA3	
	модуль связи с приборами учета	STLink.exe		98902BD372A6E5F99AD307CB88D48F08	
	модуль, организующий сбор данных.	STLine.exe		F5204FC38C929264A62E5A614B08FA7A	
	модуль для импорта данных	STImport_21.exe		3860725199947853843DE75A7266F95A	
	модуль подключения к БД	STDataSnapServer.exe		2104BFBA5552413CF4087372C86F367E	
	модуль записи данных в базу данных ORACLE	STStore.exe		AA5E48EE6564C2A6CE3546E07FF2663C	
	модуль оповещения других модулей о событиях	STAlert.exe		A4768E3BF198E5C0CFEF01C91ACE0596	
	модуль обслуживания запросов web-клиентов в входе	STGate.exe		88F279A034E701E069EBB7D2545BE30E	
	модуль, распределяющий ответы драйвера	STDistributor.exe		824693630D5F29003B6CBC52120E0FA3	

ПО «EMCOS Corporate» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных комплексов					Вид Электро-энергии	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, СЕРВЕР ИВКЭ	СЕРВЕР ИВК		
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Владивостокская ТЭЦ-2. ВЛ 110кВ "ВТЭЦ-2 - ВТЭЦ-1"	ТВ-ЭК-110-1УХЛ Кл. т. 0,5S 750/5 Зав. № 3522 Зав. № 3528 Зав. № 3527 Гореестр № 39966-10	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 533 Зав. № 523 Зав. № 447 Гореестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812093798 Госреестр № 36697-08	ЭКОМ-3000 Зав. № 11071860 ССД ИВКЭ Приморья	СЕРВЕР ИВК	Активная Реактивная	
2	Владивостокская ТЭЦ-2. ВЛ 220кВ "ВТЭЦ-2 – ПС "Зеленый угол"	WIS WI Кл. т. 0,2S 750/1 Зав. № 11/07274 03 Зав. № 11/07274 01 Зав. № 11/07274 02 Госреестр № 37750-08	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 1990 Зав. № 1991 Зав. № 1992 Гореестр № 20344-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812093205 Госреестр № 36697-08			Активная Реактивная	
3	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 – НПЗ 1" №1	ТВ-110-1-5 ХЛ2 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 1940 Зав. № 1942 Зав. № 1943 Госреестр № 46101-10	НКФА-110-II-УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 7997 Зав. № 8013 Зав. № 7998 Гореестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808110340 Госреестр № 36355-07			СИКОН С50 Зав. № 08.144	Активная Реактивная
4	ВЛ-110 кВ "Комсомольская ТЭЦ-3 – НПЗ 2" №2	ТВ-110-1-5 ХЛ2 Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 1941 Зав. № 1944 Зав. № 1945 Госреестр № 46101-10	НКФА-110-II-УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 7999 Зав. № 8012 Зав. № 8000 Гореестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808110147 Госреестр № 36355-07			СИКОН С50 Зав. № 08.144	Активная Реактивная
5	ВЛ 220 кВ "Приморская ГРЭС - ПС "НПС-38"	SB 0.8 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 11/ 02 859 09 Зав. № 11/ 02 859 11 Зав. № 11/ 02 859 12 Госреестр № 20951-08	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 11004471/6 Зав. № 11004471/4 Зав. № 11004471/5 Госреестр № 23743-02	ТЕ-851А22R32-IV11L51-M3K013Z2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 18450024 Госреестр № 23307-02			ССД ИВКЭ Приморская ГРЭС	Активная Реактивная
6	ВЛ 220 кВ "Приморская ГРЭС - ПС "НПС-36"	SB 0.8 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 11/ 02 859 01 Зав. № 11/ 02 859 02 Зав. № 11/ 02 859 03 Госреестр № 20951-08	ДФК-245 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 11004471/6 Зав. № 11004471/4 Зав. № 11004471/5 Госреестр № 23743-02	ТЕ-851А22R32-IV11L51-M3K013Z2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 18450042 Госреестр № 23307-02				Активная Реактивная
7	РУ СН 6-8Б яч.421 к резервному ТСН ОРУ-500кВ	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 16147-10 Зав. № 16148-10 Госреестр № 32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 5839 Госреестр № 11094-87	ТЕ-851А22R32-IV11L51-M3K013Z2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 18450064 Госреестр № 23307-02				Активная Реактивная
8	ВЛ 110 кВ «Хабаровская ТЭЦ-3 - ПС РЦ» №3.	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 2652-10 Зав. № 2729-10 Зав. № 2728-10 Госреестр № 22440-02	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 22612 Зав. № 26321 Зав. № 21735 Госреестр № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812080376 Госреестр № 36697-08			СИКОН С50 Зав. № 08.141	Активная Реактивная
9	ВЛ 110 кВ «Хабаровская ТЭЦ-3 – Хабаровский НПЗ»	ТВГ-110 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 2604-10 Зав. № 2605-10 Зав. № 2606-10 Госреестр № 22440-02	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 26428 Зав. № 19457 Зав. № 18406 Госреестр № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812082424 Госреестр № 36697-08			СИКОН С50 Зав. № 08.141	Активная Реактивная

ССД ИВК АИИС КУЭ ОАО «Дальневосточная генерирующая компания»

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 ТТ-0,5S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
2, 5, 6 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,0	±1,4	±1,2	±1,2
3, 4 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7
8, 9 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
7 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 ТТ-0,5S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,9	±6,1	±3,5	±2,4	±2,4
	0,8	±3,8	±2,2	±1,5	±1,5
	0,7	±3,1	±1,8	±1,3	±1,3
	0,5	±2,2	±1,3	±0,9	±0,9
	0,9	±2,5	±1,5	±1,2	±1,2
2, 5, 6 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5	0,8	±1,7	±1,1	±0,8	±0,8
	0,7	±1,4	±0,9	±0,7	±0,7
	0,5	±1,2	±0,8	±0,6	±0,6
	0,9	±6,8	±4,1	±2,9	±2,9
	0,8	±4,3	±2,7	±2,0	±1,9
3, 4 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-1,0	0,7	±3,6	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±2,7	±1,8	±1,3	±1,3
	0,9	±2,8	±2,1	±1,8	±1,8
	0,8	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
8, 9 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,5	0,5	±1,3	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±6,2	±3,8	±2,8	±2,8
	0,8	±3,9	±2,4	±1,8	±1,8
	0,7	±3,2	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±2,3	±1,4	±1,1	±1,1
7 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,5	0,9	±6,2	±3,8	±2,8	±2,8
	0,8	±3,9	±2,4	±1,8	±1,8
	0,7	±3,2	±2,0	±1,5	±1,5
	0,5	±2,3	±1,4	±1,1	±1,1
	0,9	±6,2	±3,8	±2,8	±2,8

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики для ИИК 1-4, 8 по ГОСТ Р 52323-2005, для ИИК 5-7 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и для ИИК 1-4, 8 по ГОСТ Р 52425-2005, для ИИК 5-7 по ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М – среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов;
- счетчик электроэнергии ТЕ-851 – срок службы 24 года;
- УСПД ЭКОМ 3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- УСПД СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД(функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИ-ИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3	4
Владивостокская ТЭЦ-2			
1	Трансформатор тока	ТВ-ЭК-110-1УХЛ1	3
2	Трансформатор тока	WIS WI	3
3	Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
4	Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	3
5	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
6	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
7	Контроллер УСПД	ЭКОМ-3000	1
Комсомольская ТЭЦ-3			
8	Трансформатор тока	ТВ-110-I-5 ХЛ2	6
9	Трансформатор напряжения	НКФА-110-II-УХЛ1	6
10	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М.02	2
11	Контроллер УСПД	СИКОН С50	1
Приморская ГРЭС			
12	Трансформатор тока	SB 0.8	6
13	Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10-11 У2	2
14	Трансформатор напряжения	ДФК-245	3
15	Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
16	Счётчик электрической энергии	ТЕ-851А22R32-IV11L51- МЗК013Z2	3
17	Контроллер УСПД	GPS BR-305	1
Хабаровская ТЭЦ-3			
18	Трансформатор тока	ТВГ-110	6
19	Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
20	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02М.02	2
21	Контроллер УСПД	СИКОН С50	1
22	Методика поверки	МП 1293/446-2012	1
23	Паспорт-формуляр	ТЕ.411711.620.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1293/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в мае 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1 утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчики типа ТЕ-851 в соответствии с документом МИ 2158-91 «ГСИ. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Методика поверки»;
- СИКОН С50 – по методике поверки ВЛСТ.198.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2004 г.;
- ЭКОМ-3000 – по методике поверки ПБКМ.421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ДГК». Свидетельство об аттестации методики измерений № 1093/446-01.00229-2012 от 26 июля 2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «ДГК»

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

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»

Адрес: 109240, Россия, г. Москва, ул. Радищевская верхняя д. 4, стр. 3

Телефон: +7 (495) 795-09-30

Факс: +7 (495) 795-09-30

Заявитель

ООО «Авентус-технологии»

Адрес: 680018, г. Хабаровск, ул. Кирова, л.1 лит Э

Телефон: (906) 8600606

Факс: (351) 261058

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«____» _____ 2012г.