



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.073.A № 46183

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "Абаканвагонмаш"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Техпроминжиниринг", г. Красноярск

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **49635-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

16-05/006 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **20 апреля 2012 г. № 261**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004326

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Абаканвагонмаш»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Абаканвагонмаш» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля электроэнергии и мощности, потребляемой ОАО «Абаканвагонмаш» и передачи этой информации в центры сбора информации:

- АПК ОАО «АТС»;
- филиал ОАО «СО ЕЭС» Хакасского РДУ;
- ОАО «Хакасэнергосбыт»;
- филиал ОАО «МРСК Сибири» - Хакасэнерго;
- ЗАО «МАРЭМ+».

Система служит источником информации для контроля выполнения договорных обязательств между объектами ОРЭМ, а также инструментом целенаправленного управления режимами электропотребления для обеспечения надежности энергоснабжения и энергосбережения.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка данных о результатах измерений и состоянии средств измерений в XML формате и их предоставление по электронной почте по запросу от аппаратно-программного комплекса (АПК) ОАО «АТС» или смежных организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (пломбирование, установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ построена на базе информационно-вычислительного комплекса (ИВК) «ИКМ-Пирамида» (Госреестр № 45270-10) и включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень — уровень информационно-измерительных комплексов (ИИК), включает в себя 21 ИИК, каждый из которых состоит из трансформаторов тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в табл. 2;

2-ой уровень — уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10) и технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

3-ий уровень — уровень ИВК, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер базы данных (БД) на базе сервера HP ProLiant DL160 G6, УСВ-2, автоматизированное рабочее место (АРМ) пользователей и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. 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.

Для ИИК 4-5, 8-10 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД. УСПД осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной трансформации и журнала событий, передачу результатов измерений через GSM-модемы в сервер БД. Для ИИК 1-3, 6, 7, 11-21 данные со счетчиков через GSM-модемы поступают в сервер БД.

Далее сервер БД при помощи ПО осуществляет сбор, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД и ИВК. Синхронизация часов ИВК и УСПД осуществляется по часам подключенных к ним УСВ-2 каждую секунду, корректировка часов выполняется при расхождении часов ИВК и УСПД с часами УСВ-2 более чем на ± 1 с. Часы УСВ-2 синхронизированы со спутниковым временем по сигналам входящего в состав устройства ГЛОНАСС/GPS-приемника, сличение производится непрерывно, погрешность синхронизации $\pm 0,01$ с. По часам УСПД или ИВК, в зависимости от схемы связи в измерительном канале, осуществляется корректировка часов счетчиков. Сличение часов счетчиков с часами УСПД или ИВК осуществляется один раз в 30 минут, корректировка часов счетчиков производится 1 раз в сутки при достижении расхождения с часами УСПД или ИВК более чем на ± 2 с.

Погрешность часов измерительных компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» состоит из следующих сертифицированных программных продуктов:

- «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» - программный пакет для работы со счетчиками СЭТ-4ТМ.03М (чтение и конфигурирование);
- «Базовый пакет программного обеспечения СИКОН С70» - для настройки сбора с УСПД СИКОН С70;
- «Пирамида 2000.Сервер» - программный пакет для сервера сбора данных ИВК «ИКМ Пирамида»;
- «Пирамида 2000.АРМ» - программный пакет для АРМ пользователей;
- MS SQL - программный пакет для сервера БД.

ПО АИИС КУЭ обеспечивает:

- поддержку функционирования ИВК в составе локальной вычислительной сети (при необходимости);

- функционирование системы управления базами данных (формирование базы данных, управление файлами, их поиск, поддержку);
- формирование отчетов и их отображение, вывод на печатающее устройство;
- поддержку СОЕВ;
- решение конкретных технологических и производственных задач пользователей.

Идентификационные данные ПО приведены в табл. 1.

Таблица 1 — Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Версия программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Значение хэш-кода
ПО «Пирамида 2000»	20.02/2010/С-300	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
		Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
		Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
		Общий модуль функций расчета различных значений и проверки точности вычислений	Metrology.dll	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	f557f885b737261328cd77805bd1ba7
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEK.dll	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f486
		Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
		Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных НСИ	SynchroNSI.dll	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
		Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 - «С». Влияние ПО на метрологические характеристики измерения активной и реактивной электроэнергии отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) точек учета электроэнергии приведен в табл. 2.

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ ОАО «Абаканвагонмаш»

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	Вид электроэнергии
		Счетчик электроэнергии	Трансформатор тока (ТТ)	Трансформатор напряжения (ТН)		
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/10кВ ГПП-6, ЗРУ-10кВ, яч.1А	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10-М У2 Ки= 150/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	—	Активная, реактивная
2	ПС 110/10кВ ГПП-6, ЗРУ-10кВ, яч.49	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10-М У2 Ки= 150/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	—	Активная, реактивная
3	ТП-737 (КНС-3) ввод 2	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТШП-0,66 Ки= 300/5 КТ 0,5 №ГР 15173-06	—	—	Активная, реактивная
4	РП-1, ЗРУ-10кВ, яч.5	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛМ-10 Ки= 100/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	Сикон С70 №ГР 28822-05	Активная, реактивная
5	РП-1, ЗРУ-10кВ, яч.23	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10-М У2 Ки= 100/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69		Активная, реактивная
6	ГПП-2, ЗРУ-10кВ, яч.18	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10-М У2 Ки= 100/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	—	Активная, реактивная
7	ГПП-2, ЗРУ-10кВ, яч.35	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10-М У2 Ки= 150/5 КТ 0,5 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	—	Активная, реактивная
8	РП-1, ЗРУ-10кВ, яч.3	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	1 ед. ТПЛ-10-М У2 Ки= 150/5; КТ 0,5 №ГР 1276-59 1 ед. ТПЛМ-10 №ГР 2363-68	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69	Сикон С70 №ГР 28822-05	Активная, реактивная
9	РП-1, ЗРУ-10кВ, яч.7	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	1 ед. типа ТПЛ-10 Ки= 150/5; КТ 0,5 №ГР 1276-59 1 ед. ТПЛ-10-М У2 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69		Активная, реактивная
10	РП-1, ЗРУ-10кВ, яч.19	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	1 ед. типа ТПЛ-10 Ки= 150/5; КТ 0,5 №ГР 1276-59 1 ед. ТПЛ-10-М У2 №ГР 22192-07	1 ед. типа НТМИ-10-66 У3 Ку=10000/100 КТ 0,5 №ГР 831-69		Активная, реактивная
11	ТП-28 ввод 1	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТШЛ-0,66 Ки= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 3422-06	—	—	Активная, реактивная
12	ТП-28 ввод 2	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТШЛ-0,66 Ки= 3000/5 КТ 0,5 №ГР 3422-06	—	—	Активная, реактивная
13	РП-2, ЗРУ-0,4кВ, фидер 7	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Ином(макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ки= 50/5 КТ 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-22 фидер 7	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ki= 200/5 КТ 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная
15	ТП-26 фидер 1	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная
16	ТП-26 фидер 2	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ki= 100/5 Кл. т. 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная
17	ТП-11 РУ-0,4кВ	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТШП-0,66 Ki= 600/5 КТ 0,5 №ГР 15173-06	—	—	Активная, реактивная
18	ПС "Калинин- ская" яч.10	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛ-10 У3 Ki= 300/5 КТ 0,5 №ГР 1276-59	3 ед. НАМИТ-10-2 Ku=10000/100 КТ 0,5 №ГР 18178-99	—	Активная, реактивная
19	ПС "Калинин- ская" яч.17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	2 ед. типа ТПЛМ-10 Ki= 300/5 КТ 0,5 №ГР 2363-68	3 ед. НАМИТ-10-2 Ku=10000/100 КТ 0,5 №ГР 18178-99	—	Активная, реактивная
20	ТП 10/0,4 №366/40	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная
21	РЩ-0,4кВ АЗС	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 I _{ном} (макс.)=5(10)А №ГР 36697-08	3 ед. типа ТОП-0,66 Ki= 100/5 КТ 0,5 №ГР 15174-06	—	—	Активная, реактивная

Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности ИК

№ ИИК	Вид энергии	Значение cos φ	±δ, [%]		
			±δ _{5%} , [%] W _{15%} ≤ W _{изм} < W _{120%}	±δ _{20%} , [%] W _{120%} ≤ W _{изм} < W _{1100%}	±δ _{100%} , [%] W _{1100%} ≤ W _{изм} < W _{1120%}
1,2, 4-10, 18, 19	Активная	1	±0,8	±0,7	±0,7
		0,8	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5	±1,4	±1,2	±1,1
3, 11-17, 20, 21		1	±0,8	±0,7	±0,7
		0,8	±1,1	±0,9	±0,9
		0,5	±1,3	±1,1	±1,1
1,2, 4-10, 18, 19	Реактивная	0,8	±1,7	±1,2	±1,2
		0,5	±1,4	±1,1	±1,1
3, 11-17, 20, 21		0,8	±1,6	±1,1	±1,1
		0,5	±1,4	±1,0	±1,0

где ±δ [%] - значение границы допускаемой погрешности измерений активной и реактивной электроэнергии при значении тока в сети 5% (±δ_{5%}), 20% (±δ_{20%}) и 100% (±δ_{100%}) от номинального (I_{ном});

W_{изм} - значение активной (реактивной) электроэнергии при 5%-ном (W_{15%}), 20%-ном (W_{120%}), 100%-ном (W_{1100%}) и 120%-ном (W_{1120%}) значении тока в сети от I_{ном}.

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4. Нормальные условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха	20±5 °С
- сила тока	1±0,2 $I_{ном}$
- напряжение	1±0,02 $U_{ном}$
- коэффициент мощности (cos φ)	0,9 инд
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

5. Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН, °С	от -40 до +50
- температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	от -40 до +70
- сила тока, % от номинального ($I_{ном}$)	от $I_{ном}$ до 120
- напряжение, % от номинального ($U_{ном}$)	от 85 до 110
- коэффициент мощности (cos φ)	0,5 инд - 1 - 0,5 емк
- частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $I = 0,05 I_{ном}$; $\cos\phi = 0,85$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +10 до +30°С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Абаканвагонмаш» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

– счетчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления $t_в = 2$ ч;

– УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления $t_в = 2$ ч;

– сервер - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,999$, среднее время восстановления $t_в = 1$ ч;

– СОЕВ - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,999$, среднее время восстановления $t_в = 2$ ч.

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ посредством сети сотовой связи стандарта GSM. В случае аварийного отсутствия связи предусмотрен сбор информации непосредственно со счетчиков, посредством переносного инженерного пульта (ноутбук), с последующей загрузкой ее в базу данных ИВК с помощью ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Регистрация событий:

а) в журнале событий счетчика:

- параметрирования,
- корректировки системного времени,
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях;

б) в журнале событий УСПД:

- параметрирования,
- отсутствия напряжения при наличии тока в измерительных цепях,
- входа в режим и выхода из режима подчинения устройстве точного времени;

в) в журнале событий ИВК:

- несанкционированного изменения ПО и параметрирования АИИС КУЭ,
- потери и восстановления связи со счетчиками,

- корректировки системного времени (расписание).

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- путем пломбирования счетчиков электроэнергии пломбировочной проволокой и пломбой спереди;
- путем пломбирования трансформаторов тока пломбой в 2-х местах на месте крепления задней крышки;
- путем пломбирования УСПД сбоку пломбой в 3-х местах;
- путем ограничения доступа к трансформаторам тока и напряжения, счетчикам, УСПД и серверу БД (размещением технических средств в закрываемых помещениях и закрываемых шкафах);

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках, УССВ, сервере БД, АРМ;
- разграничение полномочий пользователей по доступу к изменению параметров, времени и данных;
- регистрация событий коррекции системного времени и данных по электроэнергии и мощности;
- защита результатов измерений при передаче.

Глубина хранения информации:

- счетчик - 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 АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в табл. 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Абаканвагонмаш»

Наименование	Обозначение	Кол-во
1 Трансформатор тока	ТПЛ-10-М У2	13
2 Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
3 Трансформатор тока	ТШЛ-0,66	6
4 Трансформатор тока	ТОП-0,66	18
5 Трансформатор тока	ТПЛМ-10	5
6 Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
7 Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	9
8 Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	6
9 Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	11
10 Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.09	10
11 Контроллер	СИКОН С70	1
12 GSM-модем	Teleofis RX-100R	12
13 GSM-модем	Cinterion MC52i Terminal	1
14 Коммутатор	D-Link DES 1016	1
15 ИБП	1000 ВА	1
16 ИБП	500 ВА	2
17 Сервер сбора данных	ИВК «ИКМ Пирамида»	1

Наименование	Обозначение	Кол-во
18 УССВ	УСВ-2	2
19 Сервер базы данных	HP ProLiant DL 160 G6	1
20 Программное обеспечение «Пирамида 2000», версия 20.02/2010/С-300	«Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1
	«Пирамида 2000.Сервер»	1
	«Пирамида 2000.АРМ»	1
	«Пирамида 2000 мобильный АРМ»	1
	БД MS SQL	1
21 Ведомость эксплуатационной документации	86619795.422231.142.ВЭ	1
22 Инструкция по эксплуатации КТС	86619795.422231.142.ИЭ	1
23 Паспорт-формуляр	86619795.422231.142.ФО	1
24 Массив входных данных	86619795.422231.142.В6	1
25 Состав выходных данных	86619795.422231.142.В8	1
26 Технологическая инструкция	86619795.422231.142.И2	1
27 Руководство пользователя	86619795.422231.142.И3	1
28 Инструкция по формированию и ведению базы данных	86619795.422231.142.И4	1
29 Методика поверки	16-05/006 МП	1
30 Методика (методы) измерений	—	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 16-05/006 МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Абаканвагонмаш», утвержденным 06.02.2012 г.

Основные средства поверки:

- измеритель сопротивления MRU-101 с пределом измерений от 0,52 до 20 кОм, отн. погрешность $\pm 2\%$;
- термометр ПТСВ-1-2 с измерителем-регулятором температуры МИТ 8.15 с пределом измерений от минус 50 до 450 °С, абс. погрешность $\pm 0,02$ °С;
- вольтамперфазометр Парма ВАФ-А с пределами измерений:
 - а) для тока от 0 до 10 А, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (I_k / I_n - 1)] \%$,
 - б) для напряжения от 0 до 460 В, отн. погрешность $\pm [1 + 0,1 \times (U_k / U_n - 1)] \%$,
 - в) для частоты от 45 до 65 Гц, отн. погрешность $\pm 0,1 \%$,
 - г) для мощности от 0 до 4600 Вт (Вар), отн. погрешность $\pm 3 \%$;
- переносной компьютер с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», «Оперативный сбор», «Пирамида 2000 мобильный АРМ».

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика (методы) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений активной и реактивной электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Абаканвагонмаш». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 16.01.00291.006-2012 от 15.02.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Абаканвагонмаш»

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»;
3. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования»;

4. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и электроэнергии и мощности. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭМ. Технические требования».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Техпроминжиниринг»

660127, г. Красноярск, ул. Мате Залки, 4 "Г", тел.: (391) 277-66-00, тел./факс: (391) 277-66-00

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Красноярском крае»

660 093, г. Красноярск, ул. Вавилова, 1-А, тел.: (391) 236-30-80, факс: (391) 236-12-94

Аттестат аккредитации № 30073-10 от 20.12.2010 г. действителен до 01 января 2016 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

«___» _____ 2012 г.

М.П.