

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат"- II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" - II очередь (далее- АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 1 раза 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 результатов измерений в организации-участники 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 единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 по ГОСТ 1983-01, измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S по ГОСТ 7746-01, многофункциональные счетчики электрической энергии Альфа А1800 (ГР № 31857-06) класса точности (КТ) 0,5S/1 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (2 точки измерения), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее- УСПД) RTU-325 (ГР № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных (далее- СБД) типа IPC-610MB-F на базе Intel Core-i7 920 с установленным

серверным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР", устройство синхронизации системного времени (УССВ) выполненного на базе GPS-приемника типа 16HVS, автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Сервер ИВК, АРМ оператора АИИС КУЭ, УСПД уровня ИВКЭ включены в локальную сеть АО "Олкон" с помощью сетевого оборудования и поддерживают стек протокола TCP/IP-адресации архитектуры Ethernet.

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 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 соотношены с текущим местным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485/RS-232 и по беспроводному GSM/GPRS каналу (с использованием каналобразующей аппаратуры) поступает в УСПД, где производится сбор, обработка и хранение результатов измерений. Далее через сетевой коммутатор результаты измерений передаются на сервер базы данных (СБД) АИИС КУЭ.

СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения осуществляет формирование и хранение поступающей измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу данных коммерческого учета в ОАО "АТС" и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS-приемник, принимающий сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования GPS. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется программным способом при помощи специально разработанного алгоритма. Программная реализация этого алгоритма функционирует в СБД. Алгоритм включает периодическую (не реже 1 раза в час) отправку запросов на получение значения точного времени от устройства УССВ. Коррекция шкалы времени СБД осуществляется при каждом сеансе связи с УССВ независимо от расхождения показаний часов СБД и УССВ.

Сравнение показаний часов УСПД и СБД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкал времени УСПД и СБД осуществляется при расхождении показаний на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция шкал времени счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний на величину более ± 2 с.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчиков, УСПД и СБД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 - высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее-ИК) представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер измерительного канала	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
69	Л-99 "Хариус-озеро №1" ОРУ-110/6кВ, Л-71 РУ-6кВ ПС-11 яч. №4	ТПЛ-НТЗ-10 КТ 0,2S K _{тт} =1000/5	НАЛИ-НТЗ-6 КТ 0,2 K _{тн} =6000/100	A1805RLX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0	RTU-325	GPS-приемник типа 16HVS	Активная Реактивная
70	Л-100 "Хариус-озеро №2" ОРУ-110/6кВ, Л-72 РУ-6кВ ПС-11 яч. №1	ТПЛ-НТЗ-10 КТ 0,2S K _{тт} =1000/5	НАЛИ-НТЗ-6 КТ 0,2 K _{тн} =6000/100	A1805RLX- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0			

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение от (0,9-1,1) $U_{ном}$, ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк, допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии от от 0 до 25 °С, для УСПД и сервера от 10 до 35 °С) приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ, %			
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$d_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$d_{20 \%}, I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$d_{100 \%}, I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1	2	3	4	5	6
69,70 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5S	1,0	±1,9	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±2,0	±1,5	±1,4	±1,4
	0,8	±2,2	±1,7	±1,5	±1,5
	0,7	±2,3	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,8	±2,3	±1,8	±1,8
Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ, %			
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$d_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$d_{20 \%}, I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$d_{100 \%}, I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120 \%}$
1	2	3	4	5	6
69, 70 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-1,0	0,9	±4,8	±4,5	±3,7	±3,7
	0,8	±4,3	±4,2	±3,6	±3,6
	0,7	±4,0	±4,0	±3,5	±3,5
	0,5	±3,6	±3,6	±3,4	±3,4

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$, ток (0,01-1,2) $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд, температура окружающей среды (20±5) °С приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ, %			
		$d_{I(2)\%}, I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
69,70 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,5S	1,0	±1,4	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,5	±0,9	±0,7	±0,7
	0,8	±1,6	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,8	±1,2	±0,9	±0,9
	0,5	±2,3	±1,6	±1,1	±1,1
Номер измерительного канала	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ, %			
		$d_{I(2)\%}, I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
69,70 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-1,0	0,9	±2,8	±2,2	±1,5	±1,5
	0,8	±2,2	±1,9	±1,3	±1,3
	0,7	±1,9	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5	±1,6	±1,4	±1,2	±1,2

Надежность применяемых в системе компонентов:

электросчетчик Альфа А1800

- среднее время наработки на отказ не менее 120 000 ч;
- среднее время восстановления работоспособности не более 2 ч;

Сервер

- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч;

УСПД

- среднее время восстановления работоспособности не более 2 ч;

GSM модем

- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

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 и сервере;
 - 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:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях составляет 1800 суток для счетчиков Альфа А1800, 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 4,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства.

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный А1805RLX-P4GB-DW-4, КТ 0,5S/1,0	31857-06	2 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-НТЗ-10, КТ 0,2S	51678-12	6 шт.
Трансформатор напряжения НАЛИ-НТЗ-6, КТ 0,2	59814-15	2 шт.
УСПД RTU-325	37288-08	1 шт.
Сервер сбора и хранения БД типа IPC-610MB-F на базе Intel Core-i7 920	-	1шт.
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа 16HVS	-	1шт.
Автоматизированное рабочее место	-	1шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-01-3443124794-2016		1экз.
Формуляр ФО 4222-01-3443124794-2016		1экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-3443124794-2016 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" - II очередь. Методика поверки, утвержденному ФБУ "Самарский ЦСМ" 27 сентября 2016 г.

Основные средства поверки- по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМ им. Д. И. Менделеева" 19 мая 2006 г;

- УСПД RTU-325 в соответствии с документом "Устройства сбора и передача данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в 2008 г;

- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04;

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12;

- вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», ГР № 22029-10.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат"- II очередь приведены в документе- «Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат" -II очередь. МВИ 4222-01-3443124794-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 138/RA.RU 311290/2015/2016 от 20 сентября 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО "Оленегорский горно-обогатительный комбинат"- II очередь

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

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Центр энерготехнологий ТЭС"

(ООО "Центр энерготехнологий ТЭС")

ИНН 3443124794

Адрес: 400117, Российская Федерация, г. Волгоград, ул. Шекснинская, д.42, оф.108

Телефон/факс: (8442) 26-42-38/(8442) 50-58-95

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефон/факс: (846) 3360827

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.