

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень состоит из измерительных трансформаторов тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительных трансформаторов напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчиков активной и реактивной электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии, вторичных измерительных цепей и технических средств приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), устройство синхронизации времени (далее - СОЕВ) и коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно - вычислительный комплекс (далее – ИВК), обеспечивающий выполнение следующих функций:

- сбор информации от УСПД АИИС КУЭ (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера ИВК;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭ) и другие заинтересованные организации;
- передача информации в ОАО «АТС».

ИВК состоит из серверов сбора и базы данных, СОЕВ, автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ) персонала и программного обеспечения (далее - ПО) «Энергосфера», версия 7.1.24

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя первый, второй и третий уровни АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485). УСПД переводит измеренные счётчиками значения в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

ИВК АИИС КУЭ осуществляет опрос уровня ИВКЭ последовательно-циклическим способом. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи, по волоконно-оптической линии связи (далее - ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному по ВОЛС.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (далее - БД) сервера БД ИВК. В сервере БД ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПК «Энергосфера», в формате XML, и автоматически передает его в филиал «СО ЕЭС» - Тюменское РДУ и заинтересованным организациям, через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях системы. СОЕВ включает в себя ССВ-1Г, ИВК, УСПД, счетчики электрической энергии.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 1 с.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, через встроенный в УСПД GPS-приемник, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). В комплект GPS-приемника входит антенна и антенный кабель. Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,1 с.

В ИВК также используется сервер синхронизации времени типа ССВ-1Г (Госреестр № 39485-08), принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) и который подключается к коммуникационному серверу по интерфейсу RS-232. Корректировка часов ИВК выполняется автоматически по сигналам ССВ-1Г при расхождении часов на величину более ± 1 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», dcenter.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ec6d24f69b8703ec1374a2b4f5718946
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», AdmTool.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e86939faccb8ba07d8286e4b6eeb11
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», Alarmsvc.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	20c1cc84c3ae3d45f875c242139c8c74
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», Config.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	2c68136f1d261ace97952ed28ebb83f4
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», ControlAge.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	177cdbdd009f7396fa2e9feda6a61c2b
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», CRQonDB.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	8d2b2168650e5b2fac5a13702157aad7
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ae9718f3c250d8b327ba2a9ce5d4accf
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер ПО)	7.1.24
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ec6d24f69b8703ec1374a2b4f5718946

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК приведен в таблице 2, метрологические характеристики ИК в таблицах 3 и 4.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Вид электрической энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
21	ВЛ 110 кВ Сибирь – Пойковская	ТВГ-УЭТМ®-110 Госреестр № 52619-13 Кл. т. 0,2S 500/5 Зав. № 75-15 Зав. № 74-15 Зав. № 73-15	ЗНГ Госреестр № 41794-09 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 450 Зав. № 451 Зав. № 452	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804151136	активная, реактивная
22	ВЛ 110 кВ Правдинская – Сибирь	ТВГ-УЭТМ®-110 Госреестр № 52619-13 Кл. т. 0,2S 500/5 Зав. № 80-15 Зав. № 81-15 Зав. № 82-15	ЗНГ Госреестр № 41794-09 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 447 Зав. № 448 Зав. № 449	СЭТ-4ТМ.03М Госреестр № 36697-12 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808130827	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК							
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$				Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$			
		$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1,0$	$\cos j = 0,87$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21, 22	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,1	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	0,8	0,9	1,0	1,4
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,9	1,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,5	0,6	0,9	0,7	0,8	0,9	1,2

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала основной относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, при доверительной вероятности $P=0,95$			Границы интервала относительной погрешности измерений, ($\pm d$), %, в рабочих условиях, при доверительной вероятности $P=0,95$		
		$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)	$\cos j = 0,87$ ($\sin j = 0,5$)	$\cos j = 0,8$ ($\sin j = 0,6$)	$\cos j = 0,5$ ($\sin j = 0,87$)
1	2	3	4	5	6	7	8
21, 22	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,7	1,2	2,5	2,2	1,7
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	1,4	0,9	2,1	1,9	1,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	0,8	1,8	1,7	1,5
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,0	0,8	1,8	1,7	1,5

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 4,4)$ В; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения $(0,98 - 1,02)U_{Н1}$; диапазон силы тока $(1,0 - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) – 0,87(0,5); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ от 15 до 35 °С; ТН от 15 до 35 °С; счетчиков: от 21 до 25 °С; УСПД от 15 до 25 °С; ИВК от 15 до 25 °С;
 - относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление (100 ± 4) кПа.
- Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,02 - 1,2)I_{Н1}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0(0,6 – 0,87);

частота ($50 \pm 0,5$) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 30 до 35 °С;
- относительная влажность воздуха (40 - 100) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1)Un2; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2)In2; диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) 0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота ($50 \pm 0,5$) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения менее 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (40 - 100) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2.

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 165000 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 45000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД и ИВК с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- электросчётчика;

- испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
- пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков АИИС КУЭ – не менее 30 лет;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь» типографическим способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество (шт.)
Трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы напряжения ЗНГ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	2
ИВК	1
УСПД ЭКОМ-3000, зав. № 04123925	1
Устройство синхронизации времени ССВ-1Г	1
ПО «Энергосфера»	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63162-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки», МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03.М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- ССВ-1Г – в соответствии с документом «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП», утвержденному ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП ЦНИИС в ноябре 2008 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ «Сибирь»

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Велес» (ООО «Велес»)
ИНН: 6671394192
Юридический адрес: 620146, Россия, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д.37-69
Почтовый адрес: 624071, Россия, Свердловская область, г. Среднеуральск,
ул. Бахтеева, д. 25А-60.
Тел.: +79022749085

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.