



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.169.А № 73870

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК "СДС-Энерго"
ПС 35 кВ Горная

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 188-0.00-022-АКУ.001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью Холдинговая компания
"СДС-Энерго" (ООО ХК "СДС-Энерго"), г. Кемерово

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 75015-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП-312235-040-2018

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 08 мая 2019 г. № 1067

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ 035996

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 35 кВ Горная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 35 кВ Горная (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

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:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные из УСПД поступают на СБД уровня ИВК, расположенного в здании офиса ООО ХК «СДС-Энерго», г. Кемерово для последующего хранения и передачи. Основной канал связи организован с помощью GPRS соединения. Резервный канал организован с помощью CSD соединения.

СБД формирует и отправляет по выделенному каналу с протоколом TCP/IP сети Ethernet отчеты в виде xml-файлов в форматах в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию времени в АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Синхронизация часов сервера БД с единым временем обеспечивается подключенным к нему УСВ-3. Коррекция часов сервера БД происходит при расхождении часов сервера БД и УСВ-3 более чем на ± 2 с (программируемый параметр). Сервер БД осуществляет синхронизацию времени часов УСПД. Сличение времени часов сервера БД со временем часов УСПД осуществляется каждые 60 мин, и корректировка времени часов УСПД выполняется при расхождении времени часов сервера БД и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр). Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Журналы событий счетчика электроэнергии 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

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает ведение журналов фиксации ошибок, фиксацию изменения параметров, защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм.

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор метрологически значимой части ПО ac_metrology.dll	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Уровень защиты ПО – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ПС 35 кВ Горная, КРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.2-2	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 Ктн = 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09 / HP DL160 Gen9	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Активная Реактивная
4	ПС 35 кВ Горная, КРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.2-3	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 Ктн = 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная
5	ПС 35 кВ Горная, КРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.2-4	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 Ктн = 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная
6	ПС 35 кВ Горная, КРУ 6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.2-5	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 Ктн = 6300/100 Рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
19	ПС 35 кВ Горная, ЩСН 0,4 кВ, ТСН-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	RTU-327L Рег. № 41907-09 / HP DL160 Gen9	УСВ-3 Рег. № 51644-12	Активная Реактивная
20	ПС 35 кВ Горная, ЩСН 0,4 кВ, ТСН-2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Активная Реактивная

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена измерительных компонентов (ТТ, ТН, счетчиков электрической энергии) на измерительные компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ (держатель свидетельства об утверждении типа) не претендует на изменение (улучшение) указанных в описании типа АИИС КУЭ метрологических характеристик ИК системы.
- 3 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 4 Допускается замена ПО на аналогичное с версией, не ниже указанной в описании типа средства измерений;
- 5 Изменения наименования ИК и замена компонентов АИИС КУЭ оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,1	2,7	4,9	2,4	3,0	5,1
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,2	1,7	3,1	1,7	2,2	3,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
19, 20 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1 - 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,1	2,5	5,1	3,9		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,8	1,9	4,1	3,5		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,1	1,5	3,7	3,3		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,1	1,5	3,7	3,3		
19, 20 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,0	2,4	5,0	3,8		
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,6	1,7	4,0	3,4		
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,8	1,3	3,5	3,3		
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	3,5	3,3		
Пределы допускаемой погрешности СОВ ($\pm\Delta$), с		5					
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 35 °С.</p>							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСПД - для УССВ</p>	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40 от -40 до +60 от -20 до +50 от -25 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>220 000 2 250 000 24 45 000 2 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее Сервер: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	48 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ	6 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	20 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер	HP DL160 Gen9 E5-2609v3	1 шт.
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-040-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	188-0.00-022-АКУ.Ф	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-040-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 35 кВ Горная. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 14.11.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;
- УСПД RTU-327L – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 35 кВ Горная», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ХК «СДС-Энерго» ПС 35 кВ Горная

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Холдинговая компания «СДС-Энерго» (ООО ХК «СДС-Энерго»)

ИНН 4250003450

Адрес: 650066, г. Кемерово, пр. Октябрьский, 53/2

Телефон/факс: +7 (3842) 57-42-02

E-mail: office@sdsenergo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.