

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «САНЕКО»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «САНЕКО» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр», автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности (КО) и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО «АльфаЦентр» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через опто-порт счетчиков.

Для ИК № 9 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Южная регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее – рег. №) 64730-16 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Единое время в АИИС КУЭ поддерживается системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы сервера ИВК АИИС КУЭ и счетчиков. Шкала времени в СОЕВ формируется при помощи сервера времени Государственной службы времени, частоты и определения параметров вращения Земли (ГСВЧ) – NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ». NTP-сервер синхронизации шкалы времени ФГУП «ВНИИФТРИ» посредством сети Internet передает информацию о календарной дате и московском времени на основании шкалы UTC (SU). Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении показаний часов NTP-сервера с показаниями часов ИВК АИИС КУЭ более, чем на 1 секунду. Сравнение показаний часов счетчиков и времени часов ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и показаний часов сервера опроса и баз данных на величину более чем ± 1 с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № 9 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Южная.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК						Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК				
		ТТ		ТН		Счетчик			Сервер	Границы интервала основной относительной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы интервала основной относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %		
1	2	3		4		5		6	7	8	9		
1	ПС 35кВ Купино, КРУН-6кВ, сш 6кВ, ВЛ-6кВ ф.3	тип	ТЛМ-10-2	тип	НАМИТ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М.01	HP DL380e Gen8	Активная	1,3	3,2		
		Коэф.тр	400/5	Коэф.тр	6000/100								
		Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,5							Кл.т.	0,5S/1
		Рег. №	2473-69	Рег. №	16687-07							Рег. №	36697-17
2	ПС 35кВ Купино, КРУН-10кВ, 2сш, яч.12, КВЛ-10кВ ф.12	тип	ТЛК-10-5	тип	НАМИ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М.01	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,2		
		Коэф.тр	200/5	Коэф.тр	10000/100								
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,2							Кл.т.	0,5S/1
		Рег. №	9143-06	Рег. №	11094-87							Рег. №	36697-17

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	9		
3	ТП 1607/400 10/0,4кВ, РУ- 0,4кВ, ввод 0,4кВ тр-ра Т-1	тип	Т-0,66 У3	тип	-	тип	СЭТ- 4ТМ.03М.08	НР DL380e Gen8	Активная	1,0	2,9		
		Коэф.тр	400/5	Коэф.тр		Кл.т.	0,2S/0,5					Реактивная	
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.		Рег. №	36697-17						
		Рег. №	52667-13	Рег. №									
4	ТП-510/250 10/0,4кВ, РУ- 0,4кВ, ввод 0,4кВ тр-ра Т-1	тип	Т-0,66 У3	тип	-	тип	СЭТ- 4ТМ.03М.08		Активная			1,5	4,8
		Коэф.тр	300/5	Коэф.тр		Кл.т.	0,2S/0,5						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.		Рег. №	36697-17						
		Рег. №	52667-13	Рег. №									
5	ВЛ-10кВ Ф.5 ПС 110кВ Поля- ково, оп. 513/1, ПКУ-10кВ	тип	ТОЛ- СЭЩ-10- 11	тип	НАМИТ-10-2	тип	СЭТ-4ТМ.03М		Активная	1,2	3,0		
		Коэф.тр	50/5	Коэф.тр	10000/100	Кл.т.	0,2S/0,5						
		Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,5	Рег. №	36697-17						
		Рег. №	51623-12	Рег. №	16687-07								
6	ВЛ-10кВ Ф.5 ПС 35кВ Пензи- но, оп. 521/1, ПКУ-10 кВ	тип	ТОЛ-10-І-2	тип	ЗНОЛ.06-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	Реактивная				1,8	4,9
		Коэф.тр	50/5	Коэф.тр	10000/ÖВ/100/ÖВ	Кл.т.	0,2S/0,5						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Рег. №	36697-17						
		Рег. №	47959-16	Рег. №	46738-11								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	9
7	ПС 110кВ Поляково, КРУН-10кВ, СШ 10кВ, яч.1, ф.3	тип	ТОЛ-СЭЩ-10-21	тип	НАМИ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М.01	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,2
		Коэф.тр	300/5	Коэф.тр	10000/100						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,2	Кл.т.	0,5S/1,0				
		Рег. №	32139-06	Рег. №	11094-87	Рег. №	36697-17				
8	ВЛ-10кВ Ф.5 ПС 110кВ Поляково, оп. 512/2, ПКУ-10кВ	тип	ТОЛ-10-I-2	тип	ЗНОЛ.06-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	30/5	Коэф.тр	10000/ÖВ/100/ÖВ						
		Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5				
		Рег. №	15128-07	Рег. №	3344-08	Рег. №	36697-17				
9	ПС 220/10кВ Южная, КРУН-10кВ, 2 С 10кВ, Ф-16	тип	ТЛМ-10	тип	НТМИ-10-95	тип	ZMD402CT41.0467 S2	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	300/5	Коэф.тр	10000/100						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5				
		Рег. №	2473-05	Рег. №	20186-00	Рег. №	22422-07				
10	ВЛ-10кВ Ф.8 ПС 35кВ Полевая, оп. 823/1, ПКУ-10кВ	тип	ТОЛ-10-9,2-2	тип	НОЛ.08-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0
		Коэф.тр	50/5	Коэф.тр	10000/100						
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5				
		Рег. №	47959-16	Рег. №	66629-17	Рег. №	36697-17				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5		6	7	8	9			
11	ВЛ-10кВ Ф.7 ПС 35кВ Полевая, оп. 716/1, ПКУ-10кВ	тип	ТЛК-СТ-10-15(1)	тип	ЗНОЛП-СВЭЛ-10	тип	СЭТ-4ТМ.03М	HP DL380e Gen8	Активная	1,2	3,0			
		Коэф.тр	30/5	Коэф.тр	10000/ÖВ/100/ÖВ									
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,5	Кл.т.	0,2S/0,5					Реактивная	1,8	4,9
		Рег. №	58720-14	Рег. №	42661-09	Рег.№	36697-17							
12	КВЛ-10кВ, ф.16 от ПС 220кВ Южная, оп. №1, ПКУ-10кВ	тип	ТОЛ-СВЭЛ-10-1 УХЛ2	тип	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21М У2	тип	СЭТ-4ТМ.03М	HP DL380e Gen8	Активная	1,0	2,9			
		Коэф.тр	300/5	Коэф.тр	10000/ÖВ/100/ÖВ									
		Кл.т.	0,5S	Кл.т.	0,2	Кл.т.	0,2S/0,5					Реактивная	1,6	4,8
		Рег. №	70106-17	Рег. №	55024-13	Рег. №	36697-17							

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

4 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

5 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

7 Рег.№ - регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +20 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 3, 4 - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 2, 6, 7, 9 - 12 - сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК № 1, 5, 8 - коэффициент мощности, $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК 3 - 6, 8, 10-12, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК 1, 2, 7, 9, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,8</p> <p>от -40 до +40</p> <p>от -15 до +20</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - время восстановления работоспособности, ч <p>Электросчетчик ZMD402СТ41.0467 S2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средний срок службы, лет <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 	<p>220000</p> <p>2</p> <p>30</p> <p>80000</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, суток, не менее</p> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>35</p> <p>3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- сервера БД;
- защита информации на программном уровне;
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10-5	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-9,2-2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-11	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	3
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10-15(1)	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-95	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	6
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ-10	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10-21М	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ZMD402CT41.0467 S2	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
Сервер	HP DL380e Gen8	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АИИС.2.1.0222.004 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2018 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации». Часть 2. «Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;
- счетчики Dialog ZMD – по документу «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04.

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 эксплуатационных документах.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «САНЕКО»

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Свердловская энергогазовая компания»
(АО «СЭГК»)
ИНН 6670129804
Адрес: 620102 г. Екатеринбург, ул. Готвальда, д. 6 корп. 4
Телефон: +7 (343) 235-34-64
Факс: +7 (343) 235-34-65
Web-сайт: www.svengaz.ru
E-mail: odo@svengaz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.