

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УССВ-2 (далее УССВ-2) и программное обеспечение (далее – ПО) АльфаЦЕНТР.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ-2, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УССВ-2 обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ-2 более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ-2 не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов

счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражает: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «ЭЛАРА» второй очереди используется ПО АльфаЦЕНТР версии 15.04.2001, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО АльфаЦЕНТР обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО АльфаЦЕНТР.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	amrserver.exe	amrc.exe	amra.exe	cdbora2.dll	encryptdll.dll	alphamess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	v. 4.9.4.0	v. 4.9.8.2	v. 3.22.2.0	v. 4.9.1.0	v. 2.0.0.0	v.14.05.01
Цифровой идентификатор ПО	e5aa56528f5298dccb0221587ed16123	8b3f4357982e070893895b62b689a7e0	b927d357f437f275cb7b94ac81ea624b	7db1e4173056a92e733efccfc56bc99e	0939ce05295fbcbbba400eae8d0572c	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Госреестре СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП №8/15 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш., Ввод 1 «МЕРИДИАН»	ТНШЛ-0,66 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав. № 28262; Зав. № 30082; Зав. № 27258	-	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810102937	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±6,9
2	ВРУ-0,4 кВ ОАО «ИНКОСТ», Ввод на с.ш. 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 095640; Зав. № 095643; Зав. № 095644	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1124136607	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±6,9
3	ТП №11 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш., ф.8 «СОЮЗ»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 634791; Зав. № 634794; Зав. № 634797	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12063354	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±7,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП №11 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш., ф.44 «СОЮЗ»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 054537; Зав. № 054538; Зав. № 054539	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12062495	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±7,0
5	ТП №11 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш., ф.21 «СОЮЗ»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 054533; Зав. № 054534; Зав. № 054535	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 11062672	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±7,0
6	ТП №11 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш., ф.40 «СОЮЗ»	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 054532; Зав. № 054536; Зав. № 054540	-	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12062471	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±4,0 ±7,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота – (50±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ - от плюс 15 до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 до плюс 25 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ:

– параметры сети: диапазон силы первичного тока - (0,05 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{н}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50±0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02М.11 от минус 40 до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.11 от минус 40 до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус 40 до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (100±4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1, 2 от минус 40 до плюс 60 °С; для ИК № 3, 4, 5, 6 от минус 40 до плюс 55 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «ЭЛАРА» второй очереди порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.02М.11 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.11 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал сервера:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и сервере;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– электросчетчика;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);

– сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– 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 не менее 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

– сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТНШЛ-0,66	47957-11	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	52667-13	15
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02М.11	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.11	46634-11	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64572-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02М.11 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.11 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до -100%, дискретность 0,1%;
- УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;

- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

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) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди, 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) ОАО «ЭЛАРА» второй очереди

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

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Юридический (почтовый) адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Тел./факс: (4922) 44-87-06/(4922) 33-44-86

E-mail: post@orem.su

<http://orem.su/>

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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.