

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус» (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, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) ПК «Энергосфера».

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.

На верхнем - втором уровне системы выполняются сбор и обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ осуществляется ИВК АИИС КУЭ по сети Internet в автоматическом режиме с использованием ЭП. ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИВК и ИИК. В качестве первичного эталонного источника календарного времени используется тайм-сервер (сервер времени) ФГУП «ВНИИФТРИ» первого уровня Stratum 1, обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет по протоколу NTP. Тайм-сервер работает от сигналов рабочей шкалы Государственного эталона времени и частоты (ГСВЧ) Российской Федерации (РФ). В соответствии с международным документом RFC-1305 передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с использованием протокола NTP версии 3.0. Часы тайм-серверов согласованы с UTC (универсальное координированное время в данном часовом поясе) с погрешностью, не превышающей 10 мкс. Корректировка часов ИВК осуществляется при расхождении часов ИВК и часов NTP - сервера ФГУП «ВНИИФТРИ» на ± 2 с. Коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 секунд в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: 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 используется ПО ПК «Энергосфера» версии 7.1, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 «Энергосфера».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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 6 кВ АО «Магна Автомотив Рус», РУ-6 кВ, яч.1	ТЛП-10 Кл. т. 0,5S 500/5	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,2 $6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,6	±5,7
2	РП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.169	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
3	РП-16 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.1610	ТПЛМ-10 ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
4	РУ-10 кВ «Цех литья», 1СШ 10 кВ, яч.1	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 100/5	ЗНОЛП-10 VRQ2п/S2 Кл. т. 0,5 $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
5	РУ-10 кВ «Цех литья», 2СШ 10 кВ, яч.5	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 100/5	ЗНОЛП-10 VRQ2п/S2 Кл. т. 0,5 $10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
6	ТП-332 «Г» 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.ф.4.2	ТТН Кл. т. 0,5S 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
7	ТП-332 «Г» 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.ф.8.2	ТТН Кл. т. 0,5 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП-332 «Г» 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.ф.7.1	ТОП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S 150/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
9	РТП «Магна» 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ГРЩ-5 0,4 кВ, яч.ф. ООО "СОК"	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл. т. 1,0/2,0	-	активная	±1,1	±4,9
						реактивная	±2,4	±11,1
10	КТП ДПР «Технопласт» 27,5 кВ, РУ-0,4 кВ, яч.ф.«Дилижанс»	ТОП М-0,66 УЗ Кл. т. 0,5S 150/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
11	КТП ДПР «Технопласт» 27,5 кВ, ТСН-1, РУ-0,4 кВ, яч.ф.«УЗП»	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
12	КТП ДПР «Технопласт» 27,5 кВ, ТСН-2, РУ-0,4 кВ, яч.ф.«Переезд»	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1
13	ТП 322 Б/2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.ввод	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,2 6000/√3/100/√3	ПСЧ-4ТМ.05МК Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,0	±4,2
						реактивная	±2,6	±7,1

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.
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, 3, 4, 5, 6, 7, 8 от 0 до плюс 40 °С; для ИК № 9, 10, 11, 12, 13 от минус 40 до плюс 60 °

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена измерительных компонентов оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

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 БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - 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);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	1
Трансформатор тока	ARM3/N2F	18842-09	6
Трансформатор тока	ТТН	58465-14	6
Трансформатор тока	ТОП М-0,66 У3	59924-15	6
Трансформатор тока	Т-0,66	52667-13	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	46738-11	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	16687-13	2

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	46738-11	2
Трансформатор напряжения	VRQ2n/S2	23215-06	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	51676-12	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	64450-16	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	50460-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	64450-16	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.20	64450-16	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	МП 206.1-239-2017	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-239-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 17 августа 2017 г.

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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - по документу ИГЛШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК - 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 ПСЧ-4ТМ.05МК.04 - по документу ИГЛШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.20 - по документу ИГЛШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованному с ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- 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%;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной-информационно измерительной коммерческого электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Магна Автомотив Рус»

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

Адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: +7 (4922) 22-21-62

Факс: +7 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

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

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: 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.

« ____ » _____ 2017 г.