

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания») (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, 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 электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С10 и СИКОН С50 (далее – контроллеры СИКОН), каналобразующую аппаратуру и специализированное программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав. № 433) и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе УСВ-1 (Зав. № 118), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК 1-30 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы соответствующего контроллера СИКОН (согласно Таблице 2), где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллерам СИКОН устройствам.

Далее, по запросу ИБК, контроллеры СИКОН передают запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по основному и резервному каналам связи. Основной канал организован посредством спутниковой связи (земная станция VSAT Hughes Network Systems DW-6000 соединена с соответствующим контроллером СИКОН через преобразователь интерфейсов RS-232/Ethernet (MOXA5110), а с ИБК – по технологии Ethernet). При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован посредством сотовой связи стандарта GSM на базе GSM-модема Siemens MC-35i, соединенного с ИБК и соответствующим контроллером СИКОН по интерфейсу RS-232.

Для ИК 31 цифровой сигнал с выхода счётчика поступает в ИБК «ИКМ-Пирамида» по сотовому каналу связи стандарта GSM, организованному на базе GSM-модема Siemens MC-35i. В ИБК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020, 80040, 80050 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИБКЭ и ИБК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам поверки времени, получаемым от линейного выхода радиоприемника, входящего в состав УСВ-1. Погрешность хода часов УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. УСВ-1 подключено к ИБК «ИКМ-Пирамида». Сличение часов ИБК «ИКМ-Пирамида» осуществляется не реже, чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность системного времени ИБК «ИКМ-Пирамида» не более ± 3 с/сут. Часы контроллеров СИКОН синхронизированы по времени с часами ИБК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Предел допускаемой абсолютной основной погрешности системного времени контроллера СИКОН С10 не более ± 1 с/сут, контроллера СИКОН С50 – не более $\pm 1,5$ с/сут. Сличение показаний часов счетчиков и соответствующего контроллера СИКОН (для ИК 31 – с показаниями часов «ИКМ-Пирамида») производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и соответствующего контроллера СИКОН (для ИК 31 – «ИКМ-Пирамида») осуществляется вне зависимости от наличия расхождений, но не чаще 1 раза в сутки.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, контроллеров СИКОН и ИБК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и рас-

хождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» и их основные метрологические характеристики

Но мер ИК	Номер точки изме- рений- на од- ноли- нейной схеме	Наимено- вание точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВК (ИВ- КЭ)		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» - ОАО «Пермэнергосбыт»									
1	6	ПС Сара- пул, ВЛ-110 кВ Каучук	ТФЗМ-110Б-IV-У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 11729 Зав. № 11720 Зав. № 11721	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 426 Зав. № 430 Зав. № 444	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202524	СИКОН С10 Зав. № 312	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
2	11	ПС Сара- пул, ВЛ-110 кВ ЧТЭЦ	ТФЗМ-110Б-IV-У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 11809 Зав. № 11840 Зав. № 11865	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 509 Зав. № 500 Зав. № 508	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 201756		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
3	16	ПС Сара- пул, ОМВ- 110 кВ	ТФЗМ-110Б-IV-У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 12587 Зав. № 15728 Зав. № 12696	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 426 Зав. № 430 Зав. № 444	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202531		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
				НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 509 Зав. № 500 Зав. № 508			Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
4	12	ПС Север- ная, Ввод Т-1 6 кВ	ТЛМ-10-2У3 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 0392 Зав. № 9973	НАМИ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1584	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202007	СИКОН С10 Зав. № 296	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
5	7	ПС Север- ная Ввод Т- 2 6 кВ	ТОЛ-10 УТ Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 25971 Зав. № 56058	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 104	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202008		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
6	13	ПС Север- ная, Ввод 0,4 кВ ТСН- 1	Т-0,66У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 77970 Зав. № 64935 Зав. № 90195	-	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257727		Ак- тивная	± 1,0	± 3,2
							Реак- тивная	± 2,1	± 5,2

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	8	ПС Северная Ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 275860 Зав. № 275861 Зав. № 275857	-	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257722	СИКОН С10 Зав. № 296	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,2
8	14	ПС Нечкино, Ввод Т-1 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 000107 Зав. № 000162	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1156	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 201825	СИКОН С10 Зав. № 305	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
9	9	ПС Нечкино Ввод Т-2 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 000167 Зав. № 000188	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/ 100 Зав. № 711	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202320		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
10	15	ПС Нечкино, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 56189 Зав. № 80102 Зав. № 56053	-	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257931		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,2
11	10	ПС Нечкино Ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 М УЗ Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 346247 Зав. № 346250 Зав. № 346248	-	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257934		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,2
12	26	ПС Камбарка, ВЛ-110 кВ Березовка	TG-145 Кл.т. 0,2 600/5 Зав. № 01669 Зав. № 01670 Зав. № 01668	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ 100 Зав. № 8673251 Зав. № 8673249 Зав. № 8673247	EA05RALX- P4B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112411		Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,1 ± 4,0
13	25	ПС Камбарка, ВЛ-110 кВ Дубовая	TG-145 Кл.т. 0,2 600/5 Зав. № 01683 Зав. № 01685 Зав. № 01684	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ 100 Зав. № 8673254 Зав. № 8673252 Зав. № 8673248	EA05RALX- P4B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112417	СИКОН С10 Зав. № 309	Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,1 ± 4,0
14	27	ПС Камбарка ОМВ-110 кВ	TG-145 Кл.т. 0,2 600/5 Зав. № 02188 Зав. № 02190 Зав. № 02189	CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ 100 Зав. № 8673251 Зав. № 8673249 Зав. № 8673247 CPB 123 Кл.т. 0,2 110000/ 100 Зав. № 8673254 Зав. № 8673252 Зав. № 8673248	EA05RALX- P4B4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112402		Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,1 ± 4,0

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	1	ПС Сива, ВЛ-110 кВ Черновская	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 15180 Зав. № 15190 Зав. № 15197	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1012710 Зав. № 1029334 НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 47236	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202137	СИКОН С50 Зав. № 08.97	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
16	2	ПС Сива ОМВ-110 кВ	ТВ-110-50 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 3495А Зав. № 3495В Зав. № 3495С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1012710 Зав. № 1029334 НКФ-110-83 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 47236 НКФ-110-ПУ1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 4930 Зав. № 4934 Зав. № 4933	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 201735	СИКОН С10 Зав. № 307	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
17	3	ПС Водоза- бор, ВЛ-110 кВ ВГЭС- 1ц	ТВ-110-52 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1265-А Зав. № 1265-В Зав. № 1265-С	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1029272 НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 57397 НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1029271	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257739	СИКОН С10 Зав. № 307	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3
18	4	ПС Водоза- бор, ВЛ-110 кВ ВГЭС- 2ц	ТВ-110-52 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1266-А Зав. № 1266-В Зав. № 1266-С	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 17524 Зав. № 1029293 Зав. № 1029289	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257741	СИКОН С10 Зав. № 307	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
							Реак- тивная	± 2,5	± 5,3

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	5	ПС Водозабор ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 39971 Зав. № 39990 Зав. № 39700	НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1029272 НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 57397 НКФ-110-57У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 1029271 НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000/ 100 Зав. № 17524 Зав. № 1029293 Зав. № 1029289	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257738	СИКОН С10 Зав. № 307	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Республики Удмуртия) – ОАО «Пермэнергосбыт»									
20	1	ВЛ-110 кВ Кузьма - Зюкай	TG-145N Кл.т. 0,2 300/5 Зав. № 04107 Зав. № 04108 Зав. № 04109	НАМИ-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 6010 Зав. № 5995 Зав. № 6017	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257697	СИКОН С10 Зав. № 293	Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,1 ± 3,5
21	2	ВЛ-110 кВ Кузьма - Верещагино	TG-145N Кл.т. 0,2 300/5 Зав. № 04112 Зав. № 04111 Зав. № 04110	НАМИ-110-УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 5998 Зав. № 5996 Зав. № 6020	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 298292		Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,1 ± 3,5
ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» - ОАО «Кировэнергосбыт»									
22	1	ПС Орлов- ская ВЛ- 35кВ Виха- рево	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 16742 Зав. № 20813	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 1143458 Зав. № 1143444 Зав. № 1143367	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257737	СИКОН С10 Зав. № 301	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» - ОАО «Татэнергосбыт»									
23	1	ПС Варзи- Ятчи, ВЛ- 35кВ Кучу- ково	ТФЗМ-35Б-1 У1 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 32843 Зав. № 33060	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 1265028 Зав. № 1465023 Зав. № 1465026	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202317	СИКОН С10 Зав. № 299	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
24	2	ПС Киясо- во, ВЛ- 35кВ Кучу- ково	ТФЗМ-35Б-1 У1 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 32274 Зав. № 32390	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 198	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202120	СИКОН С10 Зав. № 310	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
25	3	ПС Киясо- во, ВЛ- 35кВ Че- калда	ТФЗМ-35А ХЛ1 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 71695 Зав. № 71451	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 192	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 201918		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	4	ПС Салья, ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10-1У3 Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 1443130000007 Зав. № 1443130000017	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1169	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202402	СИКОН С10 Зав. № 308	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,4 ± 6,7
27	5	ПС Быр- гында, ВЛ- 35кВ Крас- ный Бор	ТФН-35М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 8703 Зав. № 8737	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/100 Зав. № 1043003 Зав. № 00000000 Зав. № 1043437	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 202315	СИКОН С10 Зав. № 306	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (ОАО «РЖД» в границах Республики Удмуртия) – ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» (ООО «ЭСКБ»)									
28	1	ПС Закам- ская, ВЛ- 110кВ КГРЭС-1	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 1072 Зав. № 1073 Зав. № 1078	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2007 Зав. № 2009 Зав. № 2014	EPQS 121.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 257736	СИКОН С10 Зав. № 300	Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 5,4
29	2	ПС Закам- ская, ВЛ- 110кВ КГРЭС-2	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 1103 Зав. № 1071 Зав. № 1077	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2023 Зав. № 2013 Зав. № 2016	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 201916		Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 5,4
30	3	ПС Закам- ская ОВ- 110 кВ	ТГФ-110 Кл.т. 0,2S 300/1 Зав. № 890 Зав. № 891 Зав. № 892	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2007 Зав. № 2009 Зав. № 2014 НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000/100 Зав. № 2023 Зав. № 2013 Зав. № 2016	EPQS 111.08.07LL Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 210142		Ак- тивная Реак- тивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,2 ± 5,4
ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» - ООО «Мечел-Энерго» (ОАО «Ижсталь»)									
31	1	ГПП-3 ЗРУ-6 кВ яч. 61	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 077 ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 2168	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 8560 Зав. № 8555 Зав. № 8424	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810126773	ИВК «ИКМ- Пирами- да» Зав. № 433	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

- 4 Нормальные условия эксплуатации:
- параметры сети: напряжение $(0,98 - 1,02) U_n$; ток $(1,0 - 1,2) I_n$; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$;
 - температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

5 Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,02(0,05) - 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi (\sin\varphi) 0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5) \text{ Гц}$;
- температура окружающего воздуха от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $50 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;
- атмосферное давление $(100 \pm 4) \text{ кПа}$.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1) U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2) I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi (\sin\varphi) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5) \text{ Гц}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5 \text{ мТл}$;
- температура окружающего воздуха для счётчиков EPQS от минус $35 ^\circ\text{C}$ до плюс $55 ^\circ\text{C}$; для счётчиков ЕвроАльфа от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $70 ^\circ\text{C}$; для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М от минус $40 ^\circ\text{C}$ до плюс $60 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха $(40 - 60) \%$;
- атмосферное давление $(100 \pm 4) \text{ кПа}$.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение $(220 \pm 10) \text{ В}$; частота $(50 \pm 1) \text{ Гц}$;
- температура окружающего воздуха от $+10 ^\circ\text{C}$ до $+30 ^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;
- атмосферное давление $(100 \pm 4) \text{ кПа}$.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2 (5) \% I_{\text{ном}}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $0 ^\circ\text{C}$ до плюс $40 ^\circ\text{C}$.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида», контроллеров СИКОН и УСВ-1 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ ч}$;
- счётчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее $T = 80\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ ч}$;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ ч}$;
- контроллер «СИКОН С10» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ часа}$;
- контроллер «СИКОН С50» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000 \text{ ч}$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2 \text{ часа}$;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллеров СИКОН 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 контроллера СИКОН:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - контроллеров СИКОН;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - контроллеров СИКОН;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- контроллерах СИКОН (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- контроллер СИКОН – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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 компонента	Тит компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-1У1	2793-88	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	26422-06	9
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-00	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-79	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	17551-03	6
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	17551-03	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	36382-07	3
Трансформаторы тока	TG-145	30489-05	15
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	2793-71	3
Трансформаторы тока	ТВ	19720-06	9
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3690-73	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	26419-04	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А ХЛ1	26418-04	2
Трансформаторы тока	ТГФ-110	16635-05	9
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110УХЛ1	24218-03	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110УХЛ1	24218-08	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	2
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	15853-96	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	14205-05	7
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-83 У1	1188-84	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	26452-04	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	912-05	9
Трансформаторы напряжения антирезонансные трёхфазные	НАМИ-35 УХЛ1	19813-00	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	3
Счетчик электрической энергии multifunctional	EPQS	25971-03	27

Наименование компонента	Тит компонента	№ Госреестра	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	16666-07	3
Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С10	21741-03	15
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С50	28523-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Комплексы информационно-вычислительные	«ИКМ-Пирамида»	45270-10	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 55652-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2013 г.

Перечень основных средств 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»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии EPQS – в соответствии с методикой поверки РМ-1039597-26:2002 «Счетчики многофункциональные электрической энергии EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики в 2002 г.;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа - в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- контроллеров СИКОН С10 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С10. Методика поверки. ВЛСТ 180.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2003 г.;
- контроллеров СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.00 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания» (АИИС КУЭ ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»)

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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.

МИ 3000-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Удмуртская энергосбытовая компания»

(ОАО «Удмуртская энергосбытовая компания»)

Юридический адрес: 426063, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Орджоникидзе, д. 52а

Тел.: (3412) 68-18-64

Факс: (3412) 68-21-44

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

(ООО «Техносоюз»)

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щёлковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, строение 2

Тел.: 8 (495) 640-96-09

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, 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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.