

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энерго-сбытовая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энерго-сбытовая компания» (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 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее - УСВ), сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) Пирамида 2000.

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 ИК № 1-23 и № 26-37 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 24-25 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, далее результаты измерений передаются в региональный Центр сбора данных АИИС КУЭ тяговой подстанции «Прохладная» Северо-Кавказской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Республики Кабардино-Балкарии, где производится обработка измерительной информации, сбор и хранение

результатов измерений, а также осуществляется передача данных в формате XML 80020 на сервер БД АИИС КУЭ АО «Энерго-сбытовая компания».

АИИС КУЭ АО «Энерго-сбытовая компания» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени приемника 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.

АИИС КУЭ тяговой подстанции «Прохладная» Северо-Кавказской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Республики Кабардино-Балкарии оснащена СОЕВ. Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счётчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счётчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей - $\pm 1,5$ с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнальные событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ АО «Энерго-сбытовая компания» используется ПО Пирамида 2000 версии 3, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО Пирамида 2000 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 Пирамида 2000.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», зарегистрированы в Госреестре СИ под № 21906-11.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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 электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 6кВ ф.63	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3
2.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-II 6кВ ф.67	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3
3.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 10кВ ф.105	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3
4.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 10кВ ф.106	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3
5.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-II 10кВ ф.1015	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3
6.	РП-1 СШ-I 10кВ, ф.700 от ПС «Прохладная-I»	ТОЛ-10-I-2 У2 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная	±1,7	±2,4
						реактивная	±2,6	±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7.	ТП-2 СШ 10кВ, ф.701 от ПС «Прохладная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
8.	ТП-116 СШ 10кВ, ф.702 от ПС «Прохлад- ная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
9.	ТП-121 СШ 10кВ, ф.703 от ПС «Прохлад- ная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
10.	ТП-16 СШ 10кВ, ф.705 от ПС «Прохладная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
11.	ТП-55 СШ 10кВ, ф.706 от ПС «Прохладная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
12.	ТП-1 СШ 10кВ, ф.707 от ПС «Прохладная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
13.	ПКУ ф.708 10кВ, ф.708 от ПС «Прохлад- ная-I»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
14.	РП-1 СШ-II 10кВ, ф.709 от ПС «Прохлад- ная-I»	ТОЛ-10-I-2 У2 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15.	ТП-52 СШ 10кВ, ф.710 от ПС «Прохладная-I»	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
16.	ТП-1 КЧЗ СШ 10кВ, Ввод	ТПЛ-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5	НОМ-10 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
17.	ТП-2 КЧЗ СШ 10кВ, Ввод	ТВК-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-10 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
18.	ТП-80 СШ 10кВ, ф. ОАО «Обо- ронэнерго»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 75/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
19.	ТП-149 СШ 10кВ, ф. ОАО «Оборонэнерго»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
20.	ТП-7 СШ 10кВ, ф. ОАО «Обо- ронэнерго»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,4 ±2,1	±2,2 ±4,0
21.	ТП-158 СШ 0,4кВ Ввод-1 (ОАО «Про- хладненский Хлебозавод»)	ТШ-20 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,5 ±2,4	±2,3 ±4,2
22.	ТП-158 СШ 0,4кВ Ввод-2 (ОАО «Про- хладненский Хлебозавод»)	Т-0,66 УЗ Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,5 ±2,4	±2,3 ±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23.	ТП-158 СШ 0,4кВ, КЛ-0,4кВ к зданию пожар- ной части №4	ТТИ Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,5 ±2,4	±2,3 ±4,2
24.	ПС 110кВ «Про- хладная Тяго- вая», СШ-I 10кВ ф.9	ТПЛ-10 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-10 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU-327	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
25.	ПС 110кВ «Про- хладная Тяго- вая», СШ-II 10кВ ф.10	ТПЛ-10 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5	НТМИ-10 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ЕА05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0		активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
26.	ТП-93 СШ 10кВ, ф.591 от ПС «Прохладная-II»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
27.	ТП-98 СШ 10кВ, ф.594 от ПС «Прохладная-II»	ТПЛ-10-М Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
28.	РП-3 СШ 10кВ, ф.590 от ПС «Прохладная-II»	ТПОЛ-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
29.	ТП-187 СШ 10кВ, ф.595 от ПС «Прохлад- ная-II»	ТОЛ-СЭЩ-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
30.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 6кВ Ввод Т-61	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
31.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-II 6кВ Ввод Т-62	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
32.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 10кВ Ввод Т-101	ТОЛ-10 Коэф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
33.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-II 10кВ Ввод Т-102	ТОЛ-10 Коэф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
34.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 6кВ ТСН-61	ТОП-0,66 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±2,1 ±2,6
35.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-II 6кВ ТСН-62	ТОП-0,66 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,1 ±1,8	±2,1 ±2,6
36.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 6кВ ф.64	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3
37.	ПС 110кВ «ЗКИ» СШ-I 10кВ ф.755	ТВЛМ-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная	±1,7 ±2,6	±2,4 ±4,3

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 – $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

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

- относительная влажность воздуха $(70 \pm 5) \%$;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

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

4. Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – $(0,9 - 1,1) U_{н1}$; диапазон силы первичного тока – $(0,05 - 1,2) I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j (\sin j)$ 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота – $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха – от минус 40 до плюс 60 °С.

Б) для счетчиков электроэнергии:

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

- относительная влажность воздуха $(40 - 60) \%$;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии от минус 40 до 60 °С;

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

В) 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 $(70 \pm 5) \%$;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 – 37 от 0 до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

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

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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 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).

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) АО «Энерго-сбытовая компания» 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 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	20
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	15128-07	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	22192-03	18
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	47958-11	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32169-06	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32169-11	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформатор тока	ТВК-10	8913-82	2
Трансформатор тока	ТШ-20	8771-82	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	19956-02	3
Трансформатор тока	ТТИ	28139-12	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	2
Трансформатор тока	ТОЛ 10-1	15128-96	6
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	17
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-13	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-07	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-53	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	831-69	1
Трансформатор напряжения	НОМ-10	363-49	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	35
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЕА05RL-B-3	16666-97	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	RTU-327	41907-09	1
Устройство синхронизации времени	35LVS	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64559-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энерго-сбытовая компания». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в мае 2016 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 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 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167 РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;
 - УСВ 2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 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 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.
- 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 (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Энерго-сбытовая компания» и информационно-измерительных комплексов коммерческого учета электроэнергии АО «Энерго-сбытовая компания», 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) АО «Энерго-сбытовая компания»

- 1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «Автоматизированные системы в энергетике»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д.15, корп. 1, пом. 18

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д.7А, корп. 1, пом. 18

Тел.: 89157694566

E-mail: autosysen@gmail.com

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.