

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», регистрационный № 46378-11, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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), включающие 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 электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 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 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1 и СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида», устройства синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналообразующую 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), кроме ИК № 7, состоят из трех уровней АИИС КУЭ. ИК № 7 состоит из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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.

Для всех ИК, кроме ИК № 7, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК № 1, 2 информация поступает на ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Для ИК № 3-6, 8-11, 15,16 информация поступает на ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Рязанских электрических сетей, и далее на ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Для ИК № 12-14 информация поступает на ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Скопинских электрических сетей, и далее на ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья».

Для ИК № 7 цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на входы контроллеров SDM-TC65, откуда по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS/CSD передается в ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья», где осуществляется вычисление электроэнергии 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, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности. Из ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» данные по сети Internet передаются в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «РЭСК» (номер в Госреестре средств измерений 54195-13).

Передача информации по группам точек поставки в ПАК ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и другие субъекты ОРЭ из ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «РЭСК» осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с учетом полученных данных по точкам измерений, входящих в АИИС КУЭ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» (номер в Госреестре средств измерений 46378-11)

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени на основе УСВ-1, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с.

ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенные в ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» и в ЦСОИ Скопинских электрических сетей, периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивают своё системное время с УСВ-1, корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Рязанских электрических сетей, сравнивает своё системное время с ИВК «ИКМ-Пирамида», расположенный в ЦСОИ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья». Корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» ЦСОИ Рязанских

электрических сетей осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени ИВК «ИКМ-Пирамида» составляет ± 3 с/сутки.

Часы УСПД всех ИК, кроме ИК № 7, синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов происходит вне зависимости от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки. Для ИК № 7 часы счетчика синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчика осуществляется при наличии расхождения более 0 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «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 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	Parse-Bin.dll	ParseIEC.dll	Parse-Modbus.dll	ParsePir- amida.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
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», 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.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, 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 и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
Дягилевская ТЭЦ							
1	ЛС-6 кВ № 1 с ПС Дягилево	ТПОФ 1500/5 Кл.т. 0,5 А № 111667 С № 111922	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 № 2880	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104073177	СИКОН С1 Зав. № 976	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
2	ЛС-6 кВ № 2 с ПС Дягилево	ТПОФ 1500/5 Кл.т. 0,5 А № 112743 С № 112916	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 № 2887	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109060163	СИКОН С1 Зав. № 976	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Есенино»							
3	ВЛ-110 кВ Белоомут-Есенино	ТВГ-110 300/5 Кл.т. 0,2 А № 2388-11 В № 2389-11 С № 2390-11	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 10090 В № 10135 С № 10091	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050057	СИКОН С1 Зав. № 870	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Лихачево»							
4	ВЛ-110 кВ Ямская-Лихачево II	ТФЗМ 110Б 600/5 Кл.т. 0,5 А № 25852 В № 48773 С № 25866	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 961398 В № 961386 С № 3010	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0111050032	СИКОН С1 Зав. № 1265	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
ПС «Рязань»							
5	ВЛ-110 кВ Ямская-Рязань	ТБМО-110 УХЛ1 600/5 Кл.т. 0,5S А № 152 В № 173 С № 172	НКФ-110 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 52045 В № 52080 С № 60131	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109055149	СИКОН С1 Зав. № 1295	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Элеватор»							
6	ВЛ-110 кВ Ямская-Дягилево	А, В: ТФНД-110М С: ТФЗМ-110Б-1У1 600/5 Кл.т. 0,5 А № 12373 В № 12552 С № 19977	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 111451 В № 1107679 С № 60114	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050032	СИКОН С70 Зав. № 05476	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
«КРН-10»							
7	Отпайка от ФЗ ПС Свобода	ТЛО-10 20/5 Кл.т. 0,2S А № 4088 В № 4089 С № 4087	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 № 1279	ПСЧ-4ТМ.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 02057703	-	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Дашки»							
8	ВЛ-110 кВ Ямская-Рязань	ТРГ-110 П* 800/5 Кл.т. 0,2S А № 4737 В № 4738 С № 4739	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 5828 В № 5693 С № 5696	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050067	СИКОН С1 Зав. № 1154	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ВЛ-110 кВ Ямская-Дягилево	ТРГ-110 П* 800/5 Кл.т. 0,2S А № 4748 В № 4747 С № 4746	НАМИ-110 УХЛ1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 5832 В № 5822 С № 5844	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050157	СИКОН С1 Зав. № 1154	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Дягилево»							
10	ВЛ-110 кВ Дягилевская 3	ТВГ-УЭТМ®-110 600/5 Кл.т. 0,2S А № 1623-14 В № 1622-14 С № 1621-14	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 3289 В № 3237 С № 3150	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02056645	СИКОН С1 Зав. № 1153	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
11	ВЛ-110 кВ Дягилевская 4	ТВГ-УЭТМ®-110 600/5 Кл.т. 0,2S А № 1898-14 В № 1896-14 С № 1897-14	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 942293 В № 384 С № 942383	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108068025	СИКОН С1 Зав. № 1153	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Скопин»							
12	ВЛ-110 кВ Скопин-Заречная I	ТРГ-110 П* 1200/5 Кл.т. 0,2S А № 5513 В № 5512 С № 5511	ЗНГ-110 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 224 В № 223 С № 222	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804113198	СИКОН С1 Зав. № 971	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 195 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	ВЛ-110 кВ Скопин-Заречная II	ТРГ-110 П* 1200/5 Кл.т. 0,2S А № 5517 В № 5518 С № 5519	ЗНГ-110 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 436 В № 437 С № 438	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804113394	СИКОН С1 Зав. № 971	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 195 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
14	ВЛ-110 кВ Скопин-Стекольная	ТРГ-110 П* 1200/5 Кл.т. 0,2S А № 5531 В № 5530 С № 5529	ЗНГ-110 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,2 А № 224 В № 223 С № 222	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804113247	СИКОН С1 Зав. № 971	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 195 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
ПС «Цементная»							
15	Фидер-6 кВ № 17	ТПОЛ 10 600/5 Кл.т. 0,5S А № 3070 С № 3079	НАМИ-10 6000/100 Кл.т. 0,2 № 820	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02055223	СИКОН С1 Зав. № 813	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная
16	Фидер-6 кВ № 22	ТПОЛ 10 800/5 Кл.т. 0,5S А № 3098 С № 3099	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 № 4723	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02055218	СИКОН С1 Зав. № 813	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 187 ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 202	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1; 2; 4; 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,4	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,3	2,9	5,4	2,4	3,0	5,5
3 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,6	1,2	1,2	1,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,4	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
5; 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,3	2,2	1,3	1,5	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,4	1,6	3,0	1,5	1,8	3,1
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,4	2,9	5,5	2,5	3,0	5,5
7 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	0,9	1,2	1,6	1,7	1,8
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	0,9	1,2	1,6	1,7	1,8
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,4	1,7	1,7	1,9
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,6	1,7	2,3	2,1	2,2	2,7
8; 9; 12-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	1,0	1,2
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,6	0,7	1,0	0,9	1,0	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,7	0,8	1,2	1,0	1,0	1,4
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,2	1,3	2,1	1,4	1,5	2,2
10; 11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,6
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,5	1,1	1,2	1,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	0,9	1,0	1,6	1,2	1,2	1,8
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,3	1,5	2,4	1,5	1,6	2,5
15 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,1	1,9	1,1	1,3	2,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,9	1,1	1,3	2,1
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,2	1,5	2,8	1,4	1,7	2,8
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,3	2,9	5,4	2,4	2,9	5,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5	cos j = 0,9	cos j = 0,8	cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 2; 4; 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,7	2,0	1,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,5	2,5	1,5	3,6	2,6	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	6,5	4,4	2,6	6,6	4,6	2,8
3 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,3	1,0	1,9	1,6	1,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,0	1,5	1,1	2,2	1,7	1,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,8	2,1	1,5	3,2	2,5	1,9
5; 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,7	2,0	1,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,9	1,2	2,8	2,0	1,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	3,6	2,5	1,6	3,8	2,8	1,9
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	6,6	4,6	2,7	6,9	5,0	3,2
7 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,6	1,4	1,3	2,1	2,0	1,9
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,7	1,4	1,3	2,2	2,0	1,9
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,5	2,1	1,7	3,0	2,5	2,2
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	4,3	3,5	2,6	5,0	3,8	3,0
8; 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,2	1,0	0,8	1,5	1,3	1,1
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	0,8	1,6	1,3	1,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,7	1,3	1,0	2,3	1,9	1,5
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,9	2,3	1,6	3,6	3,2	2,4
10, 11 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,8	1,3	1,0	1,9	1,6	1,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	1,0	2,0	1,6	1,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,1	1,6	1,2	2,6	2,1	1,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	3,2	2,4	1,7	3,9	3,3	2,4
12-14 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,3	1,0	0,9	2,0	1,8	1,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,0	0,9	2,0	1,8	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,5	1,2	1,0	2,2	1,9	1,7
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,6	2,0	1,6	3,0	2,5	2,1

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
15 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,3	1,6	1,1	2,4	1,8	1,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,3	1,7	1,1	2,5	1,8	1,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	3,4	2,4	1,5	3,6	2,6	1,8
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	6,5	4,5	2,7	6,8	4,8	3,0

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: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) $U_{н}$; диапазон силы тока (0,05 – 1,2) $I_{н}$, частота (50±0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 40 °С до плюс 35 °С;

- счетчиков от плюс 21 °С до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

- ИВК от плюс 15 °С до плюс 25 °С;

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

- 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 $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 35 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 °С до плюс 35 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчетчик ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее

T = 90 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С1 – среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее T = 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 коммутируемого канала.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- ИВК «ИКМ-Пирамида»;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии

по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 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) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОФ	518-50	4
Трансформаторы тока	ТВГ-110	22440-07	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б	24811-03	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	3
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	2793-71	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1	2793-71	1
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-06	3
Трансформаторы тока	ТРГ-110 П*	26813-06	15
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ [®] -110	52619-13	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	1261-02	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	15
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	26452-06	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Трансформаторы напряжения	ЗНГ-110	41794-09	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	27779-04	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	15236-03	8
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	29484-05	3
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 46378-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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 СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» ноября 2005 г.;
- СИКОН С1 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки. ВЛСТ 166.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2005 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.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 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 °С до плюс 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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1 для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с

Изменением № 1), аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) Филиала «Рязаньэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» с Изменением № 1

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

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.