

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Курскрезинотехника»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Курскрезинотехника» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи, технические средства приема-передачи данных. Все используемые компоненты ИИК имеют сертификаты или свидетельства об утверждении типа средств измерений. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД) RTU-325 (Госреестр СИ № 37288-08), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени УССВ-2 (Госреестр СИ № 54074-13), автоматизированное рабочее место (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и обеспечения питания технологического оборудования, программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», АРМ энергосбытовой организации - субъекта ОРЭМ, подключённый к базе данных ИВК АИИС КУЭ при помощи удалённого доступа по сети Internet.

Измерительные каналы (далее - ИК) №№ 1 - 13, 20 состоят из трех уровней АИИС КУЭ. ИК № 14 - 19, 21, 22 состоят 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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Для ИК №№ 1-13, 20 цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы УСПД, откуда поступает на сервер баз данных АИИС КУЭ.

Для ИК №№ 14-19, 21, 22 цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы GSM-модемов, откуда поступает на сервер баз данных АИИС КУЭ.

Для ИК №№ 1-13, 20 между уровнями ИИК и ИВКЭ, ИВКЭ и ИВК с помощью каналообразующей аппаратуры организованы каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных. В качестве каналов используются линия связи интерфейса RS-485, Ethernet и GSM-сеть сотового оператора.

Для ИК №№ 14-19, 21, 22 между уровнями ИИК и ИВК с помощью каналообразующей аппаратуры организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВК. В качестве канала используется GSM-сеть сотового оператора.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

АРМ энергосбытовой организации, субъекта ОРЭМ, подключенный к базе данных ИВК АИИС КУЭ ОАО «Курскрезинотехника» при помощи удаленного доступа по сети Internet в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Курское РДУ и всем заинтересованным субъектам. XML-макеты формируются 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.

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 устройством синхронизации времени УССВ-2, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Часы УССВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное.

Часы сервера баз данных АИИС КУЭ синхронизируются с часами УССВ-2 не реже 1 раза в час при достижении рассогласования времени более чем на ± 1 с.

Часы УСПД ИК №№ 1-5, 20 синхронизированы по времени с часами сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов происходит вне зависимости от наличия расхождения. Ход часов УСПД составляет ± 2 с. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при наличии расхождения более 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Часы УСПД ИК №№ 6-13 синхронизированы по времени с часами сервера АИИС КУЭ ТЭЦ №1 ОАО «Курская Генерирующая Компания» (№ в Федеральном информационном фонде СИ 31999-06), сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов производится вне зависимости от наличия расхождения. Ход часов УСПД составляет ± 2 с. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка показаний часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Сличение показаний часов счетчиков ИК №№ 14-19, 21, 22 с часами сервера баз данных АИИС КУЭ производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут).

Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более 1с, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает ± 5 с/сут.

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

Журнал событий сервера БД отражает события журналов событий ИВКЭ и ИИК, полученные с уровней ИВКЭ.

Предусмотрено обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.).

Пломбирование самой АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

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

Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда результата измерений.

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека программных модулей ПО «АльфаЦЕНТР» ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 - 4, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС «Промышленная» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ,	ТВЛМ-10; 1000/5; кл. точн. 0,5	НАМИ-10; 6000/100; кл. точн. 0,2	A1805RALQ-P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0	RTU-325	«АльфаЦЕНТР»	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик			
1	2	3	4	5	6	7	8
	2 СШ, яч. № 46				RTU-325	«Альфа-ЦЕНТР»	
2	ПС «Промышленная» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 36	ТВЛМ-10; 1000/5; кл. точн. 0,5	НАМИ-10; 6000/100; кл. точн. 0,2	A1805RALQ- P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
3	ПС «Промышленная» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 31	ТВЛМ-10; 1000/5; кл. точн. 0,5	НАМИ-10; 6000/100; кл. точн. 0,2	A1805RALQ- P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
4	ПС «Промышленная» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. № 5	ТВЛМ-10; 1000/5; кл. точн. 0,5	НАМИ-10; 6000/100; кл. точн. 0,2	A1805RALQ- P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
5	ПС «Промышленная» 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. № 4	ТВЛМ-10; 1000/5; кл. точн. 0,5	НАМИ-10; 6000/100; кл. точн. 0,2	A1805RALQ- P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
6	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. № 602	ТПОФ; 600/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B- 3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
7	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. № 620	ТПОФ; 600/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B- 3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
8	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 637	ТПОФ; 1000/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B- 3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
9	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 639	ТПОФ; 600/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B- 3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
10	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 641	ТПОФ; 600/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B- 3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	ИВК	Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик			
1	2	3	4	5	6	7	8
11	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. № 646	ТПФМ-10 400/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B-3; кл. точн. 0,5S/1,0	RTU-325	«Альфа-ЦЕНТР»	активная реактивная
12	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. № 660	ТПОФ; 750/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B-3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
13	Курская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. № 664	ТПОФ; 600/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	EA05RL-P1B-3; кл. точн. 0,5S/1,0			активная реактивная
14	ТП-9 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 9	ТПЛ-10; 100/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	A1805RALQ-P4G-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
15	ТП-9 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 25	А: ТПЛ-10; С: ТПЛУ-10 100/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	A1805RALQ-P4G-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
16	ТП-10 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 3	ТПФМ-10; 75/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
17	ТП-10 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 6	ТПОЛ; 200/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
18	ТП-11 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 8	ТПЛ; 100/5; кл. точн. 0,5S	НТМИ-6 У3; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
19	ТП-11 6/0,4 кВ, КРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 38	ТПЛ; 100/5; кл. точн. 0,5S	НТМИ-6 У3; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная
20	ЦРП 6/0,4 кВ, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. № 2	ТПОЛ; 400/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	A1805RALQ-P4GB-DW-4; кл. точн. 0,5S/1,0	RTU-325		активная реактивная
21	ЦРП 6/0,4 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 24	ТПФМ-10; 200/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	ИВК	Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счетчик			
1	2	3	4	5	6	7	8
22	ЦРП 6/0,4 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 30	ТПОЛ 10; 200/5; кл. точн. 0,5	НТМИ-6; 6000/100; кл. точн. 0,5	Меркурий 230 ART-00; кл. точн. 0,5S/1,0	-	«Альфа-ЦЕНТР»	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (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 φ =1,0	cos φ =0,9	cos φ =0,8	cos φ =0,5	cos φ =1,0	cos φ =0,9	cos φ =0,8	cos φ =0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-5 (счетчик-0,5S, ТТ-0,5, ТН-0,2)	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{10\%}$	±1,7	±2,4	±2,9	±5,4	±2,2	±2,8	±3,3	±5,6
	$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	±1,7	±2,3	±2,8	±5,3	±2,2	±2,8	±3,3	±5,6
	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	±1,0	±1,3	±1,6	±2,8	±1,7	±2,0	±2,2	±3,3
	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	±0,8	±1,0	±1,2	±1,9	±1,6	±1,8	±1,9	±2,6
6-17, 20-22 (счетчик-0,5S, ТТ-0,5, ТН-0,5)	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{10\%}$	±1,8	±2,5	±3,1	±5,5	±2,3	±2,8	±3,3	±5,6
	$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	±1,8	±2,3	±2,9	±5,5	±2,3	±2,8	±3,3	±5,6
	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	±1,1	±1,4	±1,7	±3,0	±1,8	±2,0	±2,3	±3,4
	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	±0,9	±1,2	±1,3	±2,3	±1,7	±1,9	±2,0	±2,9
18-19 (счетчик-0,5S, ТТ-0,5S, ТН-0,5)	$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	±2,0	±2,5	±3,1	±5,5	±2,5	±2,9	±3,4	±5,8
	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{10\%}$	±1,1	±1,6	±1,9	±3,1	±1,8	±2,2	±2,4	±3,6
	$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	±1,1	±1,4	±1,7	±3,0	±1,8	±2,0	±2,3	±3,4
	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	±0,9	±1,2	±1,3	±2,3	±1,7	±1,9	±2,0	±2,9
	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	±0,9	±1,2	±1,3	±2,3	±1,7	±1,9	±2,0	±2,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала допускаемой основной относительной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала допускаемой относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cos φ=1,0	cos φ=0,9	cos φ=0,8	cos φ=1,0	cos φ=0,9	cos φ=0,8
1	2	3	4	5	6	7	8
1-5 (счетчик-1,0, ТТ-0,5, ТН-0,2)	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{10\%}$	±6,5	±4,6	±2,8	±7,6	±5,7	±4,0
	$I_{10\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	±6,3	±4,4	±2,7	±6,9	±5,1	±3,6
	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	±3,4	±2,5	±1,7	±4,1	±3,3	±2,7
	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	±2,4	±1,9	±1,4	±3,2	±2,8	±2,5
6-15, 20 (счетчик-1,0, ТТ-0,5, ТН-0,5)	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{10\%}$	±6,6	±4,7	±2,9	±7,2	±5,3	±3,6
	$I_{10\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	±6,4	±4,5	±2,8	±6,9	±5,0	±3,4
	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	±3,6	±2,6	±1,8	±4,2	±3,3	±2,5
	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	±2,7	±2,1	±1,5	±3,4	±2,9	±2,3
16, 17, 21, 22 (счетчик-1,0, ТТ-0,5, ТН-0,5)	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{10\%}$	±6,5	±4,6	±2,7	±7,2	±5,6	±4,1
	$I_{10\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	±6,4	±4,4	±2,7	±7,1	±5,4	±4,1
	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	±3,5	±2,6	±1,8	±4,8	±4,1	±3,5
	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	±2,7	±2,1	±1,5	±4,2	±3,8	±3,4
18-19 (счетчик-1,0, ТТ-0,5S, ТН-0,5)	$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5\%}$	±6,5	±4,6	±3,0	±7,2	±5,6	±4,2
	$I_{5\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{10\%}$	±6,5	±4,6	±2,7	±7,2	±5,6	±4,1
	$I_{10\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	±3,5	±2,6	±1,8	±4,9	±4,2	±3,7
	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	±2,7	±2,0	±1,4	±4,4	±3,9	±3,5
	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	±2,7	±2,1	±1,5	±4,4	±3,9	±3,6

Примечания

1 Характеристики допускаемой основной относительной погрешности измерений ИК АИИС КУЭ даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,99-1,01)U_{ном}; ток (0,02-1,20)I_{ном}, частота - (50,00±0,15) Гц; cos φ = 0,50; 0,80; 0,90 инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 до 35 °С; счетчиков - от 21 до 25 °С; УСПД - от минус 10 до 60°С; ИВК - от 10 до 30 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.).

4 Рабочие условия:

- для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,90 - 1,10)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01-1,20) I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,50 - 1,00 (0,87-0,50); частота - $(50,00\pm 0,40)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до 35 °С.
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,90-1,10) U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01-1,20) I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,50-1,00 (0,87-0,50); частота - $(50,0\pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для А1800 от минус 40 до 65 °С;
 - для ЕвроАЛЬФА от минус 40 до 70 °С;
 - для Меркурий 230 от минус 40 до 55 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,50 мТл.
- для аппаратуры передачи и обработки данных:
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха от 10 до 30 °С;
 - относительная влажность воздуха до 90 %;
 - давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.).

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 0 °С до 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, как у перечисленных в таблице 2, УСПД и УССВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик А1800 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик ЕвроАЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- УССВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 74500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 25$ ч;
- сервер баз данных АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 сотовой связи.

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;
- сервера;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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 114,0 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10,0 лет;
- RTU-325 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45,0 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 5,0 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	№ в госреестре	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1856-63	10
Трансформатор тока	ТПОФ	518-50	14
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	1261-02	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПОЛ	47958-11	4
Трансформатор тока	ТПЛ	47958-11	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	3
Трансформатор тока	ТПЛУ-10	1276-59	1
Трансформатор тока	ТПФМ-10	814-53	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 У3	51199-12	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	16666-97	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230	23345-07	6
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	54074-13	1
Сервер	Dell PowerEdge R230	-	1
Методика поверки	2183П-16.МП	-	1
Инструкция по эксплуатации	2183П-16.ИЭ	-	1
Паспорт-формуляр	2183П-16.ПФ	-	1

Поверка

осуществляется по документу 2183П-16.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Курскрезинотехника». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Марийский ЦСМ» 28.10.2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- 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 электрической энергии многофункциональных Альфа А1800 - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных ЕвроАльфа - в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

– счетчиков электрической энергии многофункциональных Меркурий 230 - в соответствии с документом «Методика поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;

– УСПД RTU-325 в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

– УССВ-2 - в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

Основные средства поверки:

– радиосервер РСТВ-01(регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 40586-09), Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта сигнала «1 с» относительно шкалы UTC(SU) $\pm 0,1$ мкс, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и радиосервером РСТВ-01;

– термогигрометр «CENTER» (мод.314) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Курскрезинотехника», аттестованной и утвержденной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Курскрезинотехника»

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

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Энергия»
(ООО «Инженерный центр «Энергия»)

ИНН 3702062476

Адрес: 153002 г. Иваново, ул. Б. Хмельницкого, д. 44, корп. 2, оф. 2

Тел/факс: (4932)36-63-00

E-mail: office@ic-energy.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл» (ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон: (8362) 41-20-18

Факс: (8362) 41-16-94

Web-сайт: www.maricsm.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.