

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений 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:

Первый 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.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, 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 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.

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 через интерфейс RS-232 на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

В ИВК «ИКМ-Пирамида», располагающемся в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2), производится сбор, 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, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом ТСР/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.

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 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. Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает своё системное время с УСВ-1, корректировка часов ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов УСПД производится независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет $\pm 1,5$ 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. 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 сервера 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	Calc Clients.dll	CalcLeakage.dll	Calc-Losses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	Synchro-NSI.dll	Verify-Time.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», 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 АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, Ввод 10 кВ ТСН-1	ТВ-35-VII 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1389 Зав. № 1390 Зав. № 1391	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав. № 58900 Зав. № 59688 Зав. № 59854	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109056140	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
2	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, ТГ1 10,5 кВ	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 75 Зав. № 55 Зав. № 56	ЗНОЛ-06 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав. № 30108 Зав. № 746 Зав. № 600	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109054186	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
3	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, Ввод 10 кВ ТСН-2	ТВ-35-VII 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 1387 Зав. № 1388 Зав. № 1392	ЗНОЛ-06 10000/ $\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 1091 Зав. № 3234 Зав. № 1047	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108056075	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
4	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, ТГ2 10,5 кВ	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 14 Зав. № 1 Зав. № 12	ЗНОЛ-06 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав. № 3220 Зав. № 1048 Зав. № 3215	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109056127	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, РУСН-6 кВ, яч. № 1, ФП-123РА	ТОЛ-10 УТ2 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 6504 Зав. № 32834 Зав. № 6397	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 7216	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109056113	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
6	Йошкар-Олинская ТЭЦ-2, РУСН-6 кВ, яч. № 2, ФП-123РБ	ТОЛ-10 УТ2 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 4617 Зав. № 1555 Зав. № 588	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Зав. № 7278	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810135597	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
7	ВЛ-110 кВ Чигашево-III	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 9606 Зав. № 10670 Зав. № 10908	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. № 1469591 Зав. № 1469590 Зав. № 1469593	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108070498	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
8	ВЛ-110 кВ Медведево	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 10914 Зав. № 10805 Зав. № 10796	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. № 1472765 Зав. № 1469594 Зав. № 1472766	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108054135	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
9	ВЛ-110 кВ Чигашево-II	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8345 Зав. № 8344 Зав. № 8340	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. № 60807 Зав. № 60829 Зав. № 60806	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073135	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ВЛ-110 кВ Чигашево-1	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8341 Зав. № 8378 Зав. № 8349	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 60821 Зав. № 60842 НКФ-110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 10517	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109056057	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
11	ВЛ-110 кВ Заводская	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8317 Зав. № 8304 Зав. № 8338	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 60821 Зав. № 60842 НКФ-110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 10517	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109056036	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
12	ВЛ-110 кВ Кожино	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8319 Зав. № 8342 Зав. № 8337	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. № 60807 Зав. № 60829 Зав. № 60806	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810135642	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная
13	ВЛ-110 кВ ОМШВ-2	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 10053 Зав. № 10916 Зав. № 10915	НКФ-110-57 У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Зав. № 1472765 Зав. № 1469594 Зав. № 1472766	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109053196	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	ВЛ-110 кВ ОМШВ-1	ТФЗМ-110Б 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 8351 Зав. № 8300 Зав. № 8339	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 60821 Зав. № 60842 НКФ-110-58 У1(Т1) 110000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 10517	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109053190	СИКОН С50 Зав. № 654	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 152	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; 3; 7-14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,0	±1,2	±2,2	±1,2	±1,4	±2,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,3	±1,6	±2,9	±1,5	±1,7	±3,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±2,3	±2,8	±5,4	±2,4	±2,9	±5,4
2; 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±0,8	±0,9	±1,4	±1,0	±1,1	±1,6
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±0,9	±1,0	±1,6	±1,1	±1,2	±1,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±1,2	±1,4	±2,3	±1,4	±1,5	±2,4
5; 6 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±0,9	±1,1	±1,9	±1,1	±1,2	±2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,2	±1,5	±2,7	±1,3	±1,6	±2,8
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±2,2	±2,8	±5,3	±2,3	±2,8	±5,3

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, %		
		sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5	sin j = 0,4 cos j = 0,9	sin j = 0,6 cos j = 0,8	sin j = 0,9 cos j = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1; 3; 7-11; 13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,8	±1,2	±2,7	±1,9	±1,4
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,5	±2,5	±1,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,4	±4,4	±2,6	±6,6	±4,5	±2,7
2; 4 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±0,9	±1,8	±1,4	±1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,9	±1,4	±1,0	±2,1	±1,6	±1,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±2,8	±2,1	±1,4	±3,1	±2,3	±1,7
5 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,3	±1,6	±1,0	±2,3	±1,7	±1,2
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,2	±2,2	±1,4	±3,3	±2,3	±1,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,3	±4,3	±2,5	±6,4	±4,4	±2,7

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8
6 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 2,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 1,4$	$\pm 3,5$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	$\pm 6,2$	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 6,4$	$\pm 4,4$	$\pm 2,8$
12 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$	$\pm 1,8$
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 1,5$	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$	$\pm 2,0$
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	$\pm 6,4$	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 6,5$	$\pm 4,5$	$\pm 2,8$

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 (0,02 – 1,2) $I_{н}$, частота (50 \pm 0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды:

- ТТ и ТН от минус 5 до плюс 40 °С;

- счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;

- УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;

- ИВК от плюс 15 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 (0,01 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 55 °С.

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

- температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 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 до плюс 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, ИВК «ИКМ-Пирамида», УСВ 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:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД СИКОН С50 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- ИВК.

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 – тридцатиминутный суточный график средних мощностей по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» – 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) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-VII	19720-06	6
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	5719-76	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	6009-77	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	2793-88	24
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	3344-72	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	1188-84	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-58 У1(Т1)	1188-76	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С50	28523-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	29484-05	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	ВЛСТ 1109.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63698-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в феврале 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»;
- 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 документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году;

- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;

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

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 количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2) для оптового рынка электрической энергии (АИИС КУЭ филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2))», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Марий Эл и Чувашии» ПАО «Т Плюс» (объект Йошкар-Олинская ТЭЦ-2)

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

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА
«СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, а/я 14

Тел.: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68, 34-78-23, 34-78-24

Факс: (4922) 42-45-02

E-mail: st@sicon.ru

<http://www.sicon.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел./факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, 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.

« ____ » _____ 2016 г.