

Приложение № 3
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «31» декабря 2020 г. № 2350

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии (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 измерения в составе Единого центра сбора и обработки информации (ЕЦСОИ).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных, каналы связи (каналообразующая аппаратура). Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной сервер на базе виртуальной машины, резервный сервер на базе комплекса информационно-вычислительного (ИВК) «ИКМ-Пирамида 2000», устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, программное обеспечение (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются 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 счётчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

С выхода счётчика имеем измерительную информацию без учёта коэффициента трансформации:

- активную и реактивную электрическую энергию, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемую для интервалов времени 30 мин;

- среднюю на интервале времени 30 мин активную (реактивную) электрическую мощность.

Электрическая энергия, за период времени 30 минут, вычисляется на основе значений мощности за период времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выхода счётчика (для измерительных каналов (ИК) №№ 1 – 3) по проводным линиям связи поступает на ИВКЭ, где осуществляется обработка измерительной информации, её хранение и передача данных по каналам связи на уровень ИВК системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Цифровой сигнал с выхода счётчика (для ИК №№ 4 – 10) по каналам связи поступает на уровень ИВК системы.

На уровне ИВК 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.

Информационный обмен с инфраструктурными организациями рынков электроэнергии, смежными субъектами оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ) и другими субъектами электроэнергетики РФ осуществляется по сети Internet с использованием файлов форматов, утвержденных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и его приложениями, а также другими файлами по согласованию сторон, с использованием электронной подписи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя УССВ на основе приёмника сигналов точного времени, которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерения и ведения времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Корректировка часов ИВК выполняется ежедневно в автоматическом режиме от УССВ, коррекция времени происходит при любом расхождении часов ИВК от часов УССВ.

Корректировка часов ИВКЭ выполняется ежедневно в автоматическом режиме от ИВК. Коррекция времени происходит при любом расхождении часов ИВКЭ от часов ИВК.

Корректировка часов ИИК (счётчиков по ИК №№ 1 – 3) выполняется ежедневно в автоматическом режиме от ИВКЭ. Коррекция времени происходит при любом расхождении часов ИИК от часов ИВКЭ.

Корректировка часов ИИК (счётчиков по ИК №№ 4 – 10) выполняется ежедневно в автоматическом режиме от ИВК. Коррекция времени происходит при любом расхождении часов ИИК от часов ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Наименование программного модуля ПО	pso_metr.dll
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Наименование программного модуля ПО	CalcClients.dll
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	CalcLeakage.dll
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Наименование программного модуля ПО	CalcLosses.dll
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	Metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	ParseBin.dll
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	ParseIEC.dll
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	ParseModbus.dll
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Наименование программного модуля ПО	ParsePiramida.dll
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Наименование программного модуля ПО	SynchroNSI.dll
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	VerifyTime.dll
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УССВ	Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ «Тракторная», ЗРУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. ф. «613»	ТЛК10-5 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-01	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Основной сервер: VMware Virtual Platform Резервный сервер: ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 45270-10	активная реактивная
2	ПС «Семязино», ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. ф. 6306	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04 Рег. № 3344-72	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			активная реактивная
3	ПС «Семязино», ЗРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. ф. 6406	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 3344-04	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18				активная реактивная
4	ПС 110 кВ «Кольчугино», ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. ф. «651»	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959-16	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	–			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110 кВ «Кольчугино», ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. ф. «652»	ТОЛ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47959- 16	ЗНОЛ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	—	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Основной сервер: VMware Virtual Platform Резервный сервер: ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 45270-10	активная реактивная
6	ВЛ-6 кВ от ПС 110 кВ «Семязино», ПКУ 6 кВ, ф. 6109	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606- 17	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			активная реактивная
7	ВЛ-6 кВ от ПС 110 кВ «Семязино», ПКУ 6 кВ, ф. 6110	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606- 17	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			активная реактивная
8	ВЛ-6 кВ от ПС 110 кВ «Семязино», ПКУ 6 кВ, ф. 6209	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606- 17	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			активная реактивная
9	ВЛ-6 кВ от ПС 110 кВ «Семязино», ПКУ 6 кВ, ф. 6210	ТОЛ-НТЗ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606- 17	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ТП-5, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, ф. «12»	ТОЛ 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 47959-16	ЗНОЛП-НТЗ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	ПСЧ-4ТМ.05МД Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	–	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Основной сервер: VMware Virtual Platform Резервный сервер: ИВК «ИКМ-Пирамида» Рег. № 45270-10	активная реактивная

Примечания

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.

5 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная электрическая энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы основной относительной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,0	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,3	3,3
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
2; 3; 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	1,9	2,9	5,4
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
<p>Примечания</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С.</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p>							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная электрическая энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы относительной основной погрешности измерений, ($\pm \delta$), %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,9	1,4	3,9	3,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,4	1,7	4,2	3,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,5	4,3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
2; 3; 6 - 9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
4; 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,4	2,1
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,6	1,1	2,4	2,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	2,3	1,4	2,9	2,2
	$0,02I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	4,3	2,6	4,7	3,1
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до плюс 40 °С.</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p>					

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	10
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{НОМ}}$ - ток, % от $I_{\text{НОМ}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 0 до +40</p> <p>0,5</p>

Продолжение таблицы 5

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Основной сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Резервный сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>165000</p> <p>3</p> <p>70000</p> <p>24</p> <p>70000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p> <p>35000</p> <p>2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Основной сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее <p>Резервный сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p> <p>3,5</p>
<p>Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с</p>	<p>±5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации (параметрирование);
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - перерывы питания электросчётчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;

- журнал УСПД:

- ввода расчётных коэффициентов измерительных каналов, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (параметрирование);
- попыток несанкционированного доступа;
- отключения питания;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- журнал сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счётчика;
 - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- в счётчиках (функция автоматизирована);
- в УСПД (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ) типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛК10-5	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ	8
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-06	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТЗ	15
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	7
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МД	3
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	2
Резервный сервер	ИВК «ИКМ-Пирамида»	1
Основной сервер	VMware Virtual Platform	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 23-2020	1
Формуляр	АСВЭ 273.00.000 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 23-2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ). Методика поверки», утвержденному ООО «АСЭ» 09.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-2011;
- Счетчики СЭТ-4ТМ.03М по документам: «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.; ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации», Часть 2 «Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 апреля 2017 г.;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД по документу ИЛГШ.411152.177РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МД. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 27.06.2017 г.;
- УСПД СИКОН С70 по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;
- УССВ УСВ-2 по документу ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году;

- радиочасы МИР РЧ-02 (Рег. № 46656-11);
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 (Рег. № 39952-08);
- термогигрометр Ива-6 (Рег. № 46434-11);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (Рег. № 28134-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ)», аттестованном ООО «АСЭ», аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) АО «Владимирские коммунальные системы» (ПС 110 кВ «Тракторная», ПС 110 кВ «Кольчугино», ПС 110 кВ «Семязино», ТП-5) в составе АИИС КУЭ АО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ)

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

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

ИНН: 3329074523

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: autosysen.ru

E-mail: info@autosysen.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике»

Адрес: 600026, г. Владимир, ул. Тракторная, д. 7А

Телефон: (4922) 60-43-42

Web-сайт: autosysen.ru

E-mail: Autosysen@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «АСЭ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312617 от 17.01.2019 г.