

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности в точках измерения ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

– автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

– периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;

– предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – смежных участников оптового рынка электроэнергии;

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

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746 и трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52323 для активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425 для реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных типа Сикон С70 (№28822-05 в Государственном реестре средств измерений), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, обеспечивающие информационное взаимодействие между уровнями системы.

Между уровнями ИВКЭ и ИВК с помощью модемов IRZ MC52I организованы GSM каналы связи, обеспечивающие передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИВК.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе специализированного программного обеспечения «Пирамида» производства ЗАО ИТФ "Системы и технологии" (№ 21906-11 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных АИИС КУЭ (iRu Rock 2112), устройство синхронизации системного времени УСВ-2 (№ 41681-10 в Государственном реестре средств измерений) и автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИА-СУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 – 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение интервалов времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (АРМ). Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;
- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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, которые усредняются за период 0,02 с. 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 за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает в УСПД. По запросу или в автоматическом режиме УСПД направляет информацию в ИВК.

На верхнем – третьем уровне АИИС КУЭ 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.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя устройство УСВ-2 с приемником сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УСВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное. УСВ-2 осуществляет коррекцию внутренних часов сервера, УСПД и счетчиков. Коррекция показаний часов счетчиков производится автоматически при рассогласовании с показаниями часами счетчиков более чем на ± 2 с.

Суточный ход часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Программное обеспечение

Прикладное программное обеспечение «Пирамида» защищено от непреднамеренных и преднамеренных изменений. Уровень защиты – С, согласно МИ 3286-2010.

Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Таблица 1 Наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6

1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида»	Программа автоматизированного сбора	SCPAuto.exe	1.0.0.0	4CA0C4A5	CRC32
	Программа синхронизации времени устройств и сервера	TimeSynchro.exe	—	801460BC	CRC32
	Программа планировщик заданий (расчеты)	Sheduler.exe	2.0.0.0	20162E30	CRC32
	Программа организации канала связи сервера со счетчиками	SETRec.exe	1.0.2.0	720E90F6	CRC32
	Программа драйвер работы сервера со счетчиками СЭТ-4ТМ	SET4TM02.dll	1.0.0.6	5BB4F727	CRC32
	Драйвер синхронизации времени сервера со счетчиками СЭТ-4ТМ	Set4TMSynchro.dll	1	—	1D69D8A3

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня ИК и основные метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 Основные технические и метрологические характеристики АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.9 ввод №1	ТПШЛ-10; 3000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1423-60	НТМИ-10-66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08	Сикон С70 № Госреестра 28822-05	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
2	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.47 ввод №2	ТПШЛ-10; 3000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1423-60	НТМИ-10-66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ-4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08				

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.12 ввод №3	ТПШЛ-10; 3000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1423-60	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08	Сикон С70 № Госреестра 28822-05	активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
4	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.50 ввод №4	ТШЛ-10; 3000/5 к.т. 0,5; № Госреестра 3972-03	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
5	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.3 КСМ	ТПЛМ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Госреестра 2363-68	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
6	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.13 Лев- жа	ТПЛ-10; 75/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1276-59	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
7	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.19 Кир- пичный завод	ТПЛ-10; 100/5 к.т. 0,5; № Госреестра 1276-59	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
8	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.23 Ва- гонострои- тельный завод	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Госреестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
9	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.25 ТСН- 1	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Госреестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреестра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Госреестра 36697-08		активная реактивная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.31 Го- род	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08	Сикон С70 № Гос- реестра 28822-05	активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
11	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.33 Ре- зерв яч.8	ТПЛМ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 2363-68	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
12	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.35 Жи- лой посе- лок	ТПЛМ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 2363-68	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
13	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.39 КНС	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
14	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.53 Ко- тельная	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
15	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.6 Кир- пичный завод	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
16	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.8 Жи- лой посе- лок	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.18 КНС	ТПЛМ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 2363-68	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08	Сикон С70 № Гос- реестра 28822-05	активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
18	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.20 Ко- тельная	ТПЛМ-10; 400/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 2363-68	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
19	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.32 ТСН- 2	ТПЛ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 1276-59	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
20	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.42 Красный клин	ТПЛ-10-М; 100/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	ЗНОЛПМ- 10; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
21	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.46 Ва- гонострои- тельный завод	ТПЛ-10-М; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 22192-07	ЗНОЛПМ- 10; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
22	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.52 Ком- плекс	ТПЛ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 1276-59	ЗНОЛПМ- 10; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4
23	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.56 КСМ	ТПЛ-10; 200/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 1276-59	ЗНОЛПМ- 10; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 36697-08		активная реактив- ная	±1,1 ±2,0	±5,7 ±5,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.21 Сте- кольный завод	ТОЛ- СЭЩ-10; 1000/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 32139-06	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03 к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 27524-04	Сикон С70 № Гос- реестра 28822-05	активная реактив- ная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,7$ $\pm 5,4$
25	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.45 Сте- кольный завод	ТПОЛ-10; 1000/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 1261-08	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03 к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 27524-04		активная реактив- ная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,7$ $\pm 5,4$
26	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.26 Сте- кольный завод	ТПОЛ-10; 600/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 1261-08	НТМИ-10- 66; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 831-69	СЭТ- 4ТМ.03 к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 27524-04		активная реактив- ная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,7$ $\pm 5,4$
27	ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» ЗРУ-10 кВ яч.34 Сте- кольный завод	ТОЛ- СЭЩ-10; 1000/5 к.т. 0,5; № Гос- реестра 32139-06	ЗНОЛПМ- 10; 10000/100 к.т. 0,5; № Госреест- ра 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03 к.т. 0,5S/1,0; № Гос- реестра 27524-04		активная реактив- ная	$\pm 1,1$ $\pm 2,0$	$\pm 5,7$ $\pm 5,4$

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающего воздуха (21 – 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 – 1,2) $I_{ном}$;
0,5 инд < $\cos\phi$ < 0,8 емк;
- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 9 при температуре окружающего воздуха 30°С;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока от 215,6 до 224,4 В;
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;
- индукция внешнего магнитного поля от 0 до 0,5 мТл.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии и по ГОСТ 52323 в режиме измерения активной энергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания не менее 10 лет;
- ИВКЭ – хранение графика средних мощностей за 30мин. в течении 45 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

7. Надежность применяемых в системе компонентов:

- Счетчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа.
- Устройство сбора и передачи данных - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности не более 2 часов.
- Сервер – среднее время наработки на отказ не менее 60000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на верхнюю часть титульного листа инструкции по эксплуатации и паспорта АИИС КУЭ принтером.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	23	
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	4	
Трансформатор тока ТШЛ-10	3	
Трансформатор тока ТПЛМ-10	10	
Трансформатор тока ТПЛ-10	8	
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10	4	
Трансформатор тока ТПОЛ-10	4	
Трансформатор тока ТПШЛ-10	9	
Трансформатор тока ТПЛ-10-М	20	
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66	3	
Трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10	1	
Сервер iRu Rock 2112	1	
УСПД Сикон С70	2	
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1	
Модем IRZ MC52I	4	
Комплекс информационно-вычислительный ПО «Пирамида»	1	
Методика поверки МЭС 3522РД-12.МП	1	
Инструкция по эксплуатации МЭС 3522РД-12.ИЭ	1	
Паспорт МЭС 3522РД-12.ПС	1	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МЭС 3522РД-12.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ГПП 110/10 кВ «ЛАЛ» Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» 13.06.2012 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики электрической энергии по ГОСТ 8.584-04.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений МЭС 3522РД-12.01.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

ООО «МонтажЭнергоСтрой»

Юридический адрес: 153021 г. Иваново, ул.Кузнецова, д.127

Почтовый адрес: 153013 г. Иваново, ул.Куконковых, д.154 - 110

e-mail: askue37@mail.ru, тел/факс: (4932)53-09-77

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»,

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, 3

тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации № 30118-11 от 08.08.2011.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.

«___»_____2012 г.