

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск») (далее по тексту - 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 измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Зав.№ 05877, Зав.№ 05864, Зав.№ 01583, Зав.№ 01490) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 699), УСВ-2 (Зав.№ 2259, Зав.№ 2257, Зав.№ 2258) и программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из двух центров сбора и обработки информации – ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск» и ЦСОД ОАО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и сервер баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 708), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

ЦСОД ОАО «НЭСК» включает в себя серверы для организации и обслуживания локальной вычислительной сети предприятия, в том числе сервер базы данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 1624), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные 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 счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (далее – ИК) № 1-9, 11-19 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: для измерительных каналов (далее - ИК) № 1-5 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05877), для ИК № 6, 7 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 05864), для ИК № 8, 9, 11 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01583), для ИК № 12-19 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01490) где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к контроллерам СИКОН С70 устройствам. Далее, по запросу ИВК, контроллеры СИКОН С70 передают запрашиваемую информацию на верхний уровень системы по сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на преобразователь МОХА, после чего сигнал передается на GSM-коммуникаторы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Из сервера базы данных ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск», информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии и «журналы событий» передаются в Центр сбора и обработки данных ОАО «НЭСК» (ЦСОД ОАО «НЭСК»).

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» 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), которая охватывает уровень счетчиков, контроллеры СИКОН С70 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-1 и УСВ-2, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более  $\pm 0,5$  с, для УСВ-2 не более  $\pm 0,35$  с. Сервер БД, установленный в ЦСОД ОАО «НЭСК», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сервер опроса ИВКЭ, установленный в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Время часов контроллеров СИКОН С70 синхронизировано со временем УСВ-1(СИКОН С70 Зав.№ 05864) и УСВ-2(СИКОН С70 Зав.№ 05877, Зав.№ 01583, Зав.№ 01490), сличе-

ние ежеминутное, погрешность синхронизации не более  $\pm 0,1$  с. Сравнение показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 10) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 10)  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Передача информации от ИВК до счетчиков электрической энергии реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, контроллера СИКОН С70 и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск») используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК 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

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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, составляет 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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го, 2-го и 3-го уровня измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровня ИК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская» яч. «Г-1» 1с.ш.	ТЛМ-10-2У Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 3155 Зав. № 8059	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1037	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104083549	СИКОН С70 Зав. № 05877	Активная	± 1,3	± 3,6
							Реактивная	± 2,5	± 6,0
2	2	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская» яч. «Г-5» 1с.ш.	ТЛМ-10-2У Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 2951 Зав. № 2271		СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068201		Активная	± 1,3	± 3,6
					Реактивная		± 2,5	± 6,0	
3	3	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская» яч. «Г-3» 1с.ш.	ТОЛ-10-1-7 У2 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 25398 Зав. № 39907	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082133	Активная		± 1,3	± 3,7	
					Реактивная		± 2,5	± 8,1	
4	4	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская» яч. «Г-2» 2с.ш.	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 4350 Зав. № 2А2С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1001	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104083526		Активная	± 1,3	± 3,6
							Реактивная	± 2,5	± 6,0
5	5	ПС 110/35/6 кВ «Апшеронская» яч. «Г-4» 2с.ш.	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 7420 Зав. № 3812	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104083643	Активная		± 1,3	± 3,6	
					Реактивная	± 2,5	± 6,0		
6	9	ПС 35/6 кВ Х-1 «Нефтегорская» яч. «Ф-12» 2с.ш.	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 38110 Зав. № 1108	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 7173	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120072518	СИКОН С70 Зав. № 05864	Активная	± 1,3	± 3,6
							Реактивная	± 2,5	± 6,0
7	10	ПС 35/6 кВ Х-1 «Нефтегорская» яч. «Ф-17» 2с.ш.	ТПЛ-10-М-1 У2 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 6408 Зав. № 4784	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 3589	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120071931	Активная	± 1,3	± 3,7	
						Реактивная	± 2,5	± 8,1	
8	15	ПС 110/35/6 кВ «Хадыженская-2» яч. «Ф-21» 1с.ш.	ТЛК-10-5У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 16866 Зав. № 16856	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0855	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120071728	СИКОН С70 Зав. № 01583	Активная	± 1,3	± 3,6
							Реактивная	± 2,5	± 6,0
9	16	ПС 110/35/6 кВ «Хадыженская-2» яч. «Ф-29» 1с.ш.	ТЛК-10-5У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 14902 Зав. № 14954	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0855	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120071749	Активная	± 1,3	± 3,6	
						Реактивная	± 2,5	± 6,0	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	31	ТП-24/01	ТШП-0,66 У3 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 8116593 Зав. № 8116600 Зав. № 8114925	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0101073169	HP ProLi- ant DL380G4 зав. № GB8640P 70L	Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,1	± 3,6  ± 8,1
11	34	ПС 110/35/6 кВ «Хады- женская-2» яч. «Ф-25» 2с.ш.	ТЛК-10-6У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 0044 Зав. № 4501	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 0855	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120071761	СИКОН С70 Зав. № 01583	Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,6  ± 6,0
12	36	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-1» 1с.ш.	ТПЛ-10-М-1 У2 Кл.т. 0,5S 75/5 Зав. № 4638 Зав. № 4669	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № УУЕР	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104080716	СИКОН С70 Зав. № 01490	Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,7  ± 8,1
13	37	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-3» 1с.ш.	ТОЛ-10-1-7 У2 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 24187 Зав. № 24348		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082090		Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,7  ± 8,1
14	38	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-5» 1с.ш.	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 28455 Зав. № 28587		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082672		Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,6  ± 6,0
15	39	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-9» 1с.ш.	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 54017 Зав. № 53994		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082680		Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,6  ± 6,0
16	40	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-11» 1с.ш.	ТПЛ-10-М-1 У2 Кл.т. 0,5S 75/5 Зав. № 2616 Зав. № 2617		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104081846		Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,7  ± 8,1
17	41	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-2» 2с.ш.	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 28749 ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 35119		СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082666		Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,6  ± 6,0
18	42	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-4» 2с.ш.	ТОЛ-10-1-7 У2 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 28350 Зав. № 30374	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2947	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104082281	Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,7  ± 8,1	
19	43	ПС 35/6 кВ «Заводская» яч. «ЗВ-6» 2с.ш.	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 28927 Зав. № 4771	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104081895	Ак- тивная  Реак- тивная	± 1,3  ± 2,5	± 3,6  ± 6,0		

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1)  $U_n$ ; ток (0,05 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд.}}$ ; частота (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (0,02(0,05) – 1,2) $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 – 1,0(0,6 – 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 50°С;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при 35 °С;
- атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{n2}$ ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{n2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,6 – 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 60°С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при 30 °С;
- атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10°С до плюс 30°С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при 20 °С;
- атмосферное давление от 84,0 кПа до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)%  $I_{ном}$   $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 15°С до плюс 35°С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена контроллеров СИКОН С70, УСВ-1 и УСВ-2 на одноступенчатые утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- контроллер сетевой индустриальный «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  часа;

- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 35\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 113\ 060$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллеров СИКОН С70 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 контроллера СИКОН С70:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и контроллере СИКОН С70;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - контроллера СИКОН С70;
  - сервера;
  - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
    - электросчетчика;
    - контроллера СИКОН С70;
    - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- контроллерах СИКОН С70 (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 не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;

- контроллер СИКОН С70 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск») типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	6
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-01	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	37610-08	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	5
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	19
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-09	3
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 57361-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2014 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 - по документу методика поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 10.09.2004 г.;
- контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН 70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 17.01.2005 г.;
- устройства синхронизации системного времени УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 15.12.2004г.;
- устройства синхронизации системного времени УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 273.00.001И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 12.05.2010г.;
- 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 -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Апшеронск (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Апшеронск»)», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «ЭнергоПромСервис»  
(ЗАО «ЭнергоПромСервис»)  
Юридический адрес: 620062, г. Екатеринбург, проспект Ленина, 101/2, офис 300.  
Почтовый адрес: 620137, г. Екатеринбург, а/я 99.  
Тел.: (343) 220-78-20  
Факс: (343) 220-78-22

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»  
(ООО «Энергостандарт»)  
Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42  
Тел.: 8(495) 640-96-09  
E-mail: [info@en-st.ru](mailto:info@en-st.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/ 437-556-66  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)  
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.