

## 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 Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе»)

### 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 Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе») (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:

1-й 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 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и 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.№ 01487, Зав.№ 01579, Зав.№ 01607) (далее – контроллер СИКОН С70), каналообразующую аппаратуру, устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав.№ 690, Зав.№ 677, Зав.№ 1580), 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 «Туапсе» и ЦСОД ОАО «НЭСК».

ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе» включает в себя сервер опроса ИВКЭ и баз данных, устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (Зав. № 737), 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 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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1-12, 16, 17 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы контроллеров СИКОН С70: ИК № 1-3 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01487), для ИК № 4-12 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01579), для ИК № 16, 17 на входы контроллера СИКОН С70 (Зав. № 01607), 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 ТСС-100I, после чего сигнал передается на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», 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 «Туапсе», 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» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки 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. Сервер БД, установленный в ЦСОД ОАО «НЭСК» и сервер, установленный ИВК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе», периодически сравнивают свое системное время со временем в соответствующих 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 соответствующих УСВ-1, сличение ежеминутное, погрешность синхронизации не более  $\pm 0,1$  с. Сравнение показаний часов счетчиков и контроллеров СИКОН С70 (или ИВК для ИК № 13-15, 18-21) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и контроллеров СИ-

КОН С70 (или ИВК для ИК № 13-15, 18-21)  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Передача информации от ИВК до счетчиков электрической энергии и от контроллеров СИКОН С70 до счетчиков 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 и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «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	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrolology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, 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 1-го, 2-го и 3-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ 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	ИВКЭ (ИВК)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	ПС 110/10 кВ «Новомихайловская», РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. "Нм-1"	ТПЛ-10-М-1 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 11502 Зав. № 11501	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3601	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803147044	СИКОН С70 Зав. № 01487	Активная	±1,3	±3,6
							Реактивная	±2,5	±6,0
2	2	ПС 110/10 кВ «Новомихайловская», РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. "Нм-11"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 41907 Зав. № 21160	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7294 Зав. № 7532 Зав. № 7529	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812135960	СИКОН С70 Зав. № 01487	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0
3	3	ПС 110/10 кВ «Новомихайловская», РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. "Нм-8"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 16944 Зав. № 15876	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 7294 Зав. № 7532 Зав. № 7529	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812136673	СИКОН С70 Зав. № 01487	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0
4	4	ПС 110/6 кВ «Туапсе-Городская», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-2"	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 50506 Зав. № 83364	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1675	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803147155	СИКОН С70 Зав. № 01579	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0
5	5	ПС 110/6 кВ «Туапсе-Городская», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-6"	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 03015 Зав. № 03002	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1675	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803147479	СИКОН С70 Зав. № 01579	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0
6	6	ПС 110/6 кВ «Туапсе-Городская», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-16"	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 60915 Зав. № 58586	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1675	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803146928	СИКОН С70 Зав. № 01579	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0
7	7	ПС 110/6 кВ «Туапсе-Городская», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-18"	ТЛМ-10-2 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 7933 Зав. № 9920	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1675	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812136135	СИКОН С70 Зав. № 01579	Активная	±1,3	±3,5
							Реактивная	±2,5	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	8	ПС 110/6 кВ «Туапсе- Городская», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ- 22"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 21161 Зав. № 21271	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1675	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812136320	СИКОН С70 Зав. № 01579	Ак- тивная	±1,3	±3,5
9	9	ПС 110/6 кВ «Туапсе- Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-1"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 42446 Зав. № 43079	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 629	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812136100		Ак- тивная	±1,3	±3,5
10	10	ПС 110/6 кВ «Туапсе- Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ-9"	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 30271 Зав. № 30476		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803146830		Ак- тивная	±1,3	±3,5
11	11	ПС 110/6 кВ «Туапсе- Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч "ТГ- 19"	ТВК-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 07393 Зав. № 06502		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803147500		Ак- тивная	±1,3	±3,5
12	29	ПС 110/6 кВ «Туапсе- Городская», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. "ТГ- 13"	ТОЛ-10 УТ2.1 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 60920 Зав. № 60021		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803147058		Ак- тивная	±1,3	±3,5
13	13	ПС 110/10/6кВ «Туапсе- Тяговая» , РУ- 6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. "ТТ-16"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 40870 Зав. № 52507		НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5540	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0805122250	Ак- тивная	±1,3	±3,5
14	14	ПС 110/10/6кВ «Туапсе- Тяговая» , РУ- 6 кВ, 3 с.ш. 6 кВ, яч. "ТТ-17"	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 52523 Зав. № 52533	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0805122348		НР DL360e Gen8 Зав. № CZJ4280 5P8	Ак- тивная	±1,3	±3,5
15	17	ТП-21 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 23762 Зав. № 18934	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2096	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071955	Ак- тивная	±1,3	±3,5	
16	19	ПС 110/10 кВ "Небуг", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. "7"	ТВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 2475 Зав. № 2476	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 714	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063141	СИКОН С70 Зав. № 01607	Ак- тивная	±1,3	±3,5
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
							Ак- тивная	±1,3	±3,5
							Реак- тивная	±2,5	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	20	ПС 110/10 кВ "Небуг", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. "18"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 16104 Зав. № 16217 Зав. № 16218	ЗНОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 01390- 10 Зав. № 01391- 10 Зав. № 01387- 10	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812136306	СИКОН С70 Зав. № 01607	Ак- тивная  Реак- тивная	±1,3  ±2,5	±3,5  ±6,0
18	21	ТПН-178 10/0,4 кВ, Т-1, РУ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 01009876 Зав. № 01009878 Зав. № 01009877	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0101073155	НР DL360e Gen8 Зав. № СZJ4280 5P8	Ак- тивная  Реак- тивная	±1,0  ±2,1	±3,4  ±5,7
19	22	ТПН-178 10/0,4 кВ, Т-2, РУ-0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 05061042 Зав. № 05061043 Зав. № 05061044	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0101072622		Ак- тивная  Реак- тивная	±1,0  ±2,1	±3,4  ±5,7
20	23	ТПН-171 10/0,4 кВ, Т-1, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 УЗ Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 05063970 Зав. № 05063971 Зав. № 05063972	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110068102		Ак- тивная  Реак- тивная	±1,0  ±2,1	±3,4  ±5,7
21	24	ТПН-171 10/0,4 кВ, Т-2, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 35988 Зав. № 35969 Зав. № 29343	—	СЭТ- 4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0105060031		Ак- тивная  Реак- тивная	±1,0  ±2,1	±3,4  ±5,7

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 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01)  $U_n$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд}}$ ; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока – (0,01(0,05) – 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 50°С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U<sub>н2</sub>; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I<sub>н2</sub>; диапазон коэффициента мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 60°С;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 84,0 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 25°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% I<sub>ном</sub> cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергетики от минус 10°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 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником 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<sub>в</sub> = 2 ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее T = 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 ч;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 часа;
- устройство синхронизации времени УСВ-1 - среднее время наработки на отказ не менее T = 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 2 часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 113 060 ч, среднее время восстановления работоспособности t<sub>в</sub> = 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике.
- журнал контроллера СИКОН С70:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения на счетчике;



- 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 состоянии средств измерений;
- 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 Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе») 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	ТПЛ-10-М	22192-03	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	8
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	2
Трансформаторы тока	ТВК	45370-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	6009-77	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	32139-06	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	29482-07	6
Трансформаторы тока	ТШП-0,66 У3	44142-11	3
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	15173-01	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	3344-04	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	831-53	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-10	35956-07	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ 4ТМ.03	27524-04	6
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	5
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 60809-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энерго-бытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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, согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «10» сентября 2004 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «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.;
- контроллеров СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 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 %.

#### **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 Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе»), 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) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Туапсе (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Туапсе»)**

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**

Открытое акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края»  
(ОАО «НЭСК»)  
Юридический адрес: 350049, г. Краснодар, ул. Северная, 247

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»  
(ООО «Энергостандарт»)  
Юридический адрес: 123557, г. Москва, Большой Тишинский пер., д. 26, корп. 13-14, пом. XII, комн.3  
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: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46  
Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66  
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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.    «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.