

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Ставропольэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Ставропольэнергосбыт» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из:

первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28822-05 (Рег. № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями.

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт», устройства синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 (Рег. № 28716-05), УСВ-2 (Рег. № 41681-10), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU), результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

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

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

передача результатов измерений в организации - участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;

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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

УСПД с периодичностью не реже одного раза в 30 минут опрашивают счетчики и осуществляют вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равные единице), хранение измерительной информации и журналов событий, передачу результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» с периодичностью один раз в сутки по каналам связи Ethernet, GSM/GPRS или спутниковой связи опрашивает УСПД, считывает с них 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные значения записываются в базу данных.

Измерительные данные с сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки в автоматизированном режиме поступают на сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML. Сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт» (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента. Сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML, а также иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройств синхронизации времени, счетчиков, УСПД, сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», сервера ПАО «Ставропольэнергосбыт». В качестве устройств синхронизации времени используются УСВ-1 и УСВ-2. УСВ-1 и УСВ-2 осуществляют прием сигналов точного времени от GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Ставропольэнергосбыт» и УСВ-2 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Ставропольэнергосбыт» и УСВ-2.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» происходит при каждом обращении, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго» на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав ИИК АИИС КУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Затеречная 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-123 Ищерская - Затеречная	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-83 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт», УСВ-2, Рег. № 41681-10
2	ПС Затеречная 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-124 Ищерская - Затеречная	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
3	ПС Ачикулак 110 кВ, Т-31 ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
4	ПС Ачикулак 110 кВ, Т-32 ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 кл.т. 0,2S кт.т. 300/5 Рег. № 51623-12	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
5	ПС Ачикулак 110 кВ, Т-101 ввод 10 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 800/5 Рег. № 25433-11	НОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 35955-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
6	ПС Ачикулак 110 кВ, Т-102 ввод 10 кВ	ТЛО-10 кл.т. 0,5S кт.т. 800/5 Рег. № 25433-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 кт.н. 10000/100 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
7	ПС Каясула 110 кВ, Т-31 ввод 35 кВ	ТФЗМ-35Б кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
8	ПС Каясула 110 кВ, Т-32 ввод 35 кВ	ТФН-35М кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС Каясула 110 кВ, Т-101 ввод 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ПАО «Ставропольэнергобыт», УСВ-2, Рег. № 41681-10
10	ПС Каясула 110 кВ, Т-102 ввод 10 кВ	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 6009-77	НАМИ-10 кл.т. 0,2 кт.н. 10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
11	ПС Галюгаевская 35 кВ, ВЛ-35 кВ Л-583 Ищерская - Галюгаевская	ТФЗМ-35Б кл.т. 0,5 кт.т. 150/5 Рег. № 3689-73	НОМ-35-66 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/100 Рег. № 187-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
12	ПС Затеречная 110 кВ, ВЛ-35 кВ Л-527 Затеречная - Южно-Сухокумск	ТФН-35М кл.т. 0,5 кт.т. 100/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
13	ПС Затеречная 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-88 Затеречная - Южно-Сухокумск	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-83 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84 НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
14	ПС Суворовская 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-247 Суворовская - Октябрьская	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС Бекешевская 110 кВ, ВЛ-110 кВ ЛЛ-96 Бекешевская - Ильичевская	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06 НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ПАО «Ставропольэнергобыт», УСВ-2, Рег. № 41681-10
16	ПС Бекешевская 110 кВ, ВЛ-110 кВ ЛЛ-243 Бекешевская - Учкекен	ТФНД-110-П кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
17	ПС Зеленогорская 110 кВ, ВЛ-110 кВ ЛЛ-252 Зеленогор- ская - Учкекен	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 НКФ-110 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
18	ПС Зеленогорская 110 кВ, ВЛ-35 кВ ЛЛ-324 Зеленогор- ская - Учкекен	ТФЗМ 35А-У1 кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 26417-06	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
19	ПС Зеленогорская 110 кВ, ВЛ-35 кВ ЛЛ-325 Зеленогор- ская - Кичи-Балык	ТФЗМ 35А-У1 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 26417-06 ТФН-35М кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т. 0,5 кт.н. 35000/100 Рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС Зеленогорская 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТФНД-110 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94 НКФ-110 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ПАО «Ставропольэнергобыт», УСВ-2, Рег. № 41681-10
21	ПС Новая Деревня 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-200 Новая Де- ревня - Эркин- Шахар	ТФЗМ-110Б кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 26420-04	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/100:√3 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
22	ПС Новая Деревня 110 кВ, ВЛ-35 кВ Л-623 Новая Де- ревня - Эрсакон	ТФЗМ-35Б кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
23	ПС Беломечетская 35 кВ, ВЛ-35 кВ Л- 607 Беломечетская- Эркин-Шахар	ТФН-35М кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
		ТФЗМ-35А-У1 кл.т. 0,5 кт.т. 200/5 Рег. № 3690-73				
24	ПС Дивное 110 кВ, ВЛ-110 кВ Дивное- Володаровская	ТФНД-110М кл.т. 0,5 кт.т. 300/5 Рег. № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 14205-94 НКФ-110 кл.т. 0,5 кт.н. 110000:√3/ 100:√3 Рег. № 26452-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
25	ПС Колодезная 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-76 Колодезная - Черноземельская	ТВГ-110 кл.т. 0,5S кт.т. 400/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер филиала ПАО «МРСК Северного Кавказа» - «Ставропольэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ПАО «Ставропольэнергобыт», УСВ-2, Рег. № 41681-10
26	ПС Колодезная 110 кВ, М2-110 кВ	ТВГ-110 кл.т. 0,2S кт.т. 400/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
27	ПС Арзгир 110 кВ, ВЛ-110 кВ Л-82 Арзгир - Южная	ТФН-110 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 652-50	НКФ-110-57 кл.т. 0,5 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
28	ПС Арзгир 110 кВ, М2-110 кВ	ТФН-110 кл.т. 0,5 кт.т. 600/5 Рег. № 652-50	НКФ-110-83 кл.т. 0,5 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		
29	ПС Малая Джалга 35 кВ, ВЛ-35 кВ Л-426 Малая Джалга - Красномихайловка	ТФН-35М кл.т. 0,5 кт.т. 75/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл.т. 0,5 кт.н. 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
30	ПС Рагули 110 кВ, ВЛ-110 кВ ПС НПС 3 - ПС Рагули 110 кВ	ТВГ-110 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	
31	ПС Рагули 110 кВ, М2-ВЛ 110 кВ	ТВГ-110 кл.т. 0,2S кт.т. 600/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 кт.н. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

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 Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УСВ-1, УСВ-2 на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 7, 8, 11 – 24, 27 – 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
3, 4, 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,6	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,8	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
5, 6, 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,5	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
9, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,1
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,4	±2,8	±2,0
30, 31 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %			
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$
1, 2, 7, 8, 11 – 24, 27 – 29 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±6,7	±3,8	±3,0
	0,8	-	±4,8	±2,9	±2,4
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,9
3, 4, 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±3,2	±2,8	±2,3	±2,3
	0,8	±2,7	±2,4	±2,0	±2,0
	0,7	±2,5	±2,3	±1,9	±1,9
	0,5	±2,3	±2,2	±1,8	±1,8
5, 6, 25 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	±6,0	±4,0	±3,0	±3,0
	0,8	±4,3	±3,1	±2,4	±2,4
	0,7	±3,6	±2,8	±2,1	±2,1
	0,5	±3,0	±2,4	±1,9	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 10 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,8
	0,8	-	±4,7	±2,7	±2,2
	0,7	-	±3,9	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,1	±2,0	±1,8
30, 31 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	±2,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,8	±2,5	±2,3	±1,8	±1,8
	0,7	±2,4	±2,2	±1,7	±1,7
	0,5	±2,2	±2,1	±1,7	±1,7

Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 3, 4 – 6, 25, 26, 30, 31</p> <p>ток, % от $I_{ном}$ для ИИК 1, 2, 7 – 24, 27 – 29</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСПД, УСВ-1, УСВ-2, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСПД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-1, УСВ-2:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>220000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03М: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113,7 10
УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
при отключении питания, лет, не менее	5
Серверы: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароль на УСПД;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТВГ-110	12 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	6 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	21 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформатор тока	ТФН-35М	10 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б	7 шт.
Трансформатор тока	ТФН-110	6 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТФНД-110-П	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	18 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110	9 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	19 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83	5 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЦ-10	3 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-35-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03М	31 шт.
Сервер филиала ПАО «МРСК Северо-го Кавказа» - «Ставропольэнерго»	-	1 шт.
Сервер ПАО «Ставропольэнергосбыт»	-	1 шт.
УСПД	СИКОН С70	14 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5882-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.966 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5882-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Ставропольэнергосбыт». Методика поверки.», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 25.04.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2017 г.;

УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки 237 00.001МП» утверждённым ФГУП ВНИИФТРИ 12.05.2010.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46656-11.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Ставропольэнергосбыт». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0007/2019-01.00324-2011 от 22.03.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «ЭССС»)

ИНН 7706292301

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-37, 47-09-36

Факс: +7 (4922) 47-09-37

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области»

(ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.