

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина» (далее АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения информации, формирования отчётных документов и передачи данных в утвержденных форматах в ОАО «АТС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии 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 в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М (модификация СЭТ-4ТМ.03М.09 (ГР №36697-12), счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные А1805 (модификация А1805-RL-P4GB-DW-4 (ГР №31857-06) класса точности (КТ) 1,0/2,0 по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии и счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-3ТМ.05М (ГР №36354-07) класса точности (КТ) 1,0/2,0 по ГОСТ 31819.21-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии, указанных в таблице 2 (54 точки измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ 31819.22-2012

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплексы электроустановок (ИВКЭ) включают в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (модификация ЭКОМ-3000 T-C25-M3-B4-G (ГР №17049-14) со встроенным со встроенным модулем синхронизации времени GPS-приемником, каналобразующую аппаратуру, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» 6.4.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер базы данных (далее- сервер БД) типа IBM x3550 M3, локально-вычислительную сеть, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство бесперебойного питания сервера (UPS).

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится сбор, обработка измерительной информации (перевод в именованные величины с учётом постоянной счётчика, умножение на коэффициенты трансформации тока и напряжения) и передача данных на сервер, где осуществляется хранение результатов измерений, оформление отчётных документов, а также передача информации всем заинтересованным субъектам в рамках согласованного регламента. При отказе основного канала сервер переключается на резервный, организованный по технологии CSD стандарта GSM.

Сформированные XML-отчеты передаются заинтересованным организациям и участникам Оптового рынка электроэнергии (мощности) по выделенному каналу доступа в сеть Интернет.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее-СОЕВ). СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе GPS-приемника принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) установленного на уровне ИВКЭ и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника.. В УСПД заложена программа, корректирующая полученное время согласно часовому поясу. Сравнение времени GPS с временем УСПД происходит ежесекундно. При разнице во времени GPS с временем УСПД на ± 1 с происходит коррекция времени УСПД. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени УСПД с временем счетчиков. Корректировка времени счетчиков происходит при расхождении часов счетчика с часами УСПД на ± 1 с. При каждом сеансе связи происходит сравнение времени сервера с временем УСПД, корректировка времени в сервере происходит при расхождении часов сервера с часами УСПД на ± 1 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с в сутки. Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии 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 на уровне ИВКЭ установлено программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера» 6.4

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» 6.4 приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПК «Энергосфера» 6.4

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.98.4661
Цифровой идентификатор ПО	6C38CCDD09CA8F92D6F96AC33D157A0E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 - «высокий».

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав ИК, представлен в таблице 2.

Таблица 2 -Перечень компонентов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименования присоединений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	8
1	ПС «ГТП-Т 110/35/6 кВ ЛЭП-110 кВ С-97 ОАО ДРСК»	ТВ-110-IX УХЛ1 ф.А №333 ф.В №329 ф.С №290 600/5, КТ 0,5S	НКФ-110-57У1 ф.А №1500418 ф.В№1500419 ф.С№1500420 110000/100 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111144	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2	ГТП-Т 110/35/6 кВ ЛЭП- 110 кВ С- 98 ОАО «ДРСК»	ТВ-110-IX УХЛ1 ф.А №287 ф.В №331 ф.С №202 600/5, КТ 0,5S	НКФ-110-57У1 ф.А№1500435 ф.В№1500438 ф.С№1500421 110000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110080 .	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
3	ГТП-Т 110/35/6 кВ ЛЭП- 110 кВ С- 85 ОАО «ДРСК»	ТВ-110-IX УХЛ1 ф.А №334 ф.В №327 ф.С №330 600/5, КТ 0,5S	НКФ-110-57У1 ф.А№1500435 ф.В№1500438 ф.С№1500421 110000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111595		
4	ГТП-Т 110/35/6 кВ ЛЭП- 110 кВ С- 86 ОАО «ДРСК»	ТВ-110-IX УХЛ1 ф.А№288 ф.В №328 ф.С №289 600/5, КТ 0,5S	НКФ-110-57У1 ф.А№1500418 ф.В№1500419 ф.С№1500420 110000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111583		
5	ГТП-Т 110/35/6 кВ ОВ-110 кВ	ТВ-110-IX ф.А №207 ф.В №332 ф.С №326 600/5, КТ 0,5S	НКФ-110-57У1 ф.А №1500435 ф.В№1500438 ф.С№1500421 110000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111637		
6	ГТП-Т 110/35/6 кВ ЛЭП-35 кВТ-169 КНПЗ	ТВ-35-IX-УХЛ1 ф.А №284 ф.С №285 750/5, КТ 0,5S	ЗНОЛ-35Ш У XII ф.А №8642 ф.В №8611 ф.С №8474 35000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111567		
7	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.4	ТПОЛ-10 ф.А №45886 ф.С №70831 600/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №66010 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111623		
8	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.5	ТПОЛ-10 ф.А №7056 ф.С №71988 600/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №66013 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111096 .		
9	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.29	ТОЛ-10 ф.А №9437 ф.С №9433 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 зав.№66023 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110936		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.34	ТОЛ-10 ф.А №9437 ф.С №9433 200/5, КТ 0,5	НАМИТ-10 УХЛ2 №328 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0811091633	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
11	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.35	ф.А ТОЛ-10 ф.А №6124 ф.С №8997 200/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №66023 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110935		
12	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.36	ТВЛМ-10 ф.А №1291 ф.С №1301 400/5, КТ 0,5	НАМИТ-10 УХЛ2 №328 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0811091633		
13	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.37	ТОЛ-10 ф.А №6086 ф.С №9082 200/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №66023 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110108		
14	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.50	ТОЛ-10 ф.А №9440 ф.С №9467 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 Зав.№66019 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111257		
15	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.57	ТОЛ-10 ф.А №9244 ф.С №9436 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 Зав.№66015 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110870		
16	ГТП-Т 110/35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.60	ТОЛ-10 ф.А №8733 ф.С №9435 400/5 КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №66019 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111648		
17	ГТП-Ц 35/6 кВ ЛЭП-35 кВ Т-162 ОАО «ДРСК»	ТВ-35-IX-УХЛ1 ф.А №282 ф.С №283 600/5, КТ 0,5S	ЗНОЛ-35Ш УХЛ 1 ф.А №8438 ф.В №8574 ф.С №8521 35000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111626		
18	ГТП-Ц 35/6 кВ ЛЭП-35 кВ Т-168 ОАО «ДРСК»	ТВ-35-IX УХЛ 1 ф.А №280 ф.С №281 400/5, КТ 0,5S	ЗНОЛ-35Ш УХЛ 1 ф.А №8349 ф.В №88832 ф.С №8564 35000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 081011499		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.2	ТОЛ-10 ф.А №9083 ф.С №6417 200/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65173 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0805112944	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
20	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.5	ТОЛ-10 ф.А №70565 ф.С №45787 600/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65173 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0808113290		
21	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.11	ТОЛ-10 ф.А №9466 ф.С №8256 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65173 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0, № 0805110659		
22	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.15	ТОЛ-10 ф.А №8602 ф.С №8615 300/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65175 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111208		
23	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.21	ТОЛ-10 ф.А №9464 ф.С №9441 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65175 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110971		
24	ГТП-Ц 35/6 кВ КЛ-6 кВ ф.23	ТОЛ-10 ф.А №9284 ф.С №9442 400/5,КТ 0,5	НАМИ-10 У2 №65175 6000/100 КТ 0,2	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111138		
25	РП-65 6 кВ яч.5 НИП и места стоянок	ТОЛ-СЭЩ 10-21 ф.А № 42918-08 ф.С № 02622-09 150/5 , КТ 0,5	ЗНОЛ 06-6У3 ф.А №20663 ф.В №10658 ф.С №10660 6000/100 КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0809111501		
26	РП-65 6 кВ яч.15 НИП и места стоянок	ТОЛ-10 ф.А№ 05571-08 ф.С №02568-09 150/5, КТ 0,5	ЗНОЛ-06-6У3 ф.А №16280 ф.В №16287 ф.С №15960 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111229		
27	РП-65 6 кВ яч.8 ввод Т-1 ЗАО "ГСС" корпус 117	ТОЛ-10 ф.А №25716 ф.С №25888 150/5, КТ 0,5	ЗНОЛ 06-6У3 ф.А №20663 ф.В №10658 ф.С №10660 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810110993		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	РП-65 6 кВ яч.13 ввод Т-2 ЗАО "ГСС" корпус 117	ТОЛ-10 ф.А №24427 ф.С №9415 150/5, КТ 0,5	ЗНОЛ 06-6У3 ф.А №16280 ф.В №16287 ф.С №15960 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0810111215	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
29	РП-65 6 кВ яч.7 «Малярное отделение» Ввод 1	ТОЛ-10-І-3У2 ф.А №15777 ф.С №15677 150/5, КТ 0,5S	ЗНОЛ 06-6У3 ф.А №20663 ф.В №10658 ф.С №10660 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0809141598		
30	РП-65 6 кВ яч.14 «Малярное отделение» Ввод 2	ТОЛ-10-І-3У2 ф.А №15678 ф.С №15679 150/5, КТ 0,5S	ЗНОЛ 06-6У3 ф.А №16280 ф.В №16287 ф.С №15960 6000/100, КТ 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 № 0809141811		
31	ОАО «Техноком плекс» Ввод №1	ТШП-0,66 ф.А №1017429 ф.В №1017432 ф.С №1014353 1200/5, КТ 0,5	-	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 № 01222919		
32	ОАО «Техноком плекс» Ввод №2	ТШП-0,66 ф.А №1017210 ф.В №1016621 ф.С №1017431 1200/5, КТ 0,5	-	A1805RL- P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 №01222920		
33	ЩУ-0,4 кВ ПК Уральский -17	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111594		
34	ЩУ-0,4 кВ а/к Гагаринс- кий	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111624		
35	ЩУ-0,4 кВ а/к АЗИГ блок 1	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704110863		
36	ЩУ-0,4 кВ а/к АЗИГ блок 2	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704110821		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
37	ЩУ-0,4 кВ а/к АЗИГ блок 3	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704110839	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
38	КТПН-69 6/0,4 кВ РУ-0,4 ф.4 база Авиатор	Т-0,66 МУ3 ф.А №307607 ф.В №307608 ф.С №307495 400/5, КТ 0,5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 № 0808110477		
39	ЩУ-0,4 кВ в/ч77984 Позиция	Т-0,66У3 ф.А №74805 ф.В №74795 ф.С 75088 150/5, КТ 0,5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 № 0807114604		
40	ЩУ-0,4 кВ в/ч 77984 2АЭ	Т-0,66 У3 ф.А №75079 ф.В №75090 ф.С №68370 150/5, КТ 0,5	-	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 № 0808110206		
41	ТПН-30 6/0,4 кВ РУ-0,4 кВ СКЗ-1 (газопровода)	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111631		
42	ЩУ-0,4 кВ а/к Азон	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111622		
43	КТП-74 6/0,4 кВ РУ-0,4 КПП песчаного карьера	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0708090057		
44	КДП цеха 21 (2-й этаж)	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111640		
45	КДП цеха 21 (3-й этаж)	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111545		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
46	КДП цеха 21 (подвал)	-	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704114168	ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-С №08156102 со встроенным GPS -приемником	Активная Реактивная
47	РСП	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704111576			
48	ШУ-0,4 кВ в/ч 77984 Агрегатка	-	ПСЧ- 3ТМ.05М КТ 1,0/2,0 № 0704110882			

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) УНОМ, ток (1-1,2) ИНОМ, $\cos \varphi = 0,9$ инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С) и рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) Уном; сила тока (0,01-1,2) Ином для ИК №1-6, 17, 18, 29, 30, сила тока (0,05-1,2) Ином, для ИК №7-16, 19-28, 31-48; $0,5 \text{ инд} \leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 70°С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09, А1805RL-P4GB-DW-4, ПСЧ-3ТМ.05М от минус 40 до плюс 60°С; для УСПД ЭКОМ-3000 от 0 до 50°С, для сервера от 10 до 35°С) приведены в таблицах 3,4.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации, (%)							
		$2 \leq I_{\text{раб}} < 5$		$5 \leq I_{\text{раб}} < 20$		$20 \leq I_{\text{раб}} < 100$		$100 \leq I_{\text{раб}} < 120$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-6, 17, 18, 29, 30	0,5	±5,4	±2,6	±3,0	±1,6	±2,2	±1,3	±2,2	±1,3
	0,8	±2,9	±4,5	±1,6	±2,6	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
7-16, 19-24	0,5	-	-	±5,3	±2,5	±2,7	±1,5	±1,9	±1,2
	0,8	-	-	±2,8	±4,4	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	1	-	-	±1,7	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
25-28	0,5	-	-	±5,4	±2,6	±2,9	±1,6	±2,2	±1,3
	0,8	-	-	±2,9	±4,5	±1,6	±2,5	±1,3	±2,0
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм
31, 32, 38-40,	0,5	-	-	±6,4	±5,0	±4,5	±4,5	±4,0	±4,5
	0,8	-	-	±4,0	±6,7	±3,1	±5,5	±2,9	±5,3
	1	-	-	±2,9	Не норм	±2,3	Не норм	±2,5	Не норм
33-37, 41-48	0,5	-	-	Не норм	Не норм	±5,2	±8,7	±5,2	±8,7
	0,8	-	-	Не норм	Не норм	±4,3	±10,4	±4,3	±10,4
	1	-	-	±4,0	Не норм	±3,8	Не норм	±4,4	Не норм

Таблица 4- Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации

Номер измерительного канала	Значение $\cos\varphi$	Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электроэнергии в нормальных условиях эксплуатации, (%)							
		$2 \leq I_{раб} < 5$		$5 \leq I_{раб} < 20$		$20 \leq I_{раб} < 100$		$100 \leq I_{раб} < 120$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1-6, 17, 18, 29, 30	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$
	0,8	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,5$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	1	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм
7-16, 19-24	0,5	-	-	$\pm 5,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$
	0,8	-	-	$\pm 2,8$	$\pm 4,3$	$\pm 1,4$	$\pm 2,2$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$
	1	-	-	$\pm 1,7$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм
25-28	0,5	-	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 2,2$	$\pm 1,2$
	0,8	-	-	$\pm 2,8$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	1	-	-	$\pm 1,8$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 0,9$	Не норм
31, 32, 38-40,	0,5	-	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,6$	$\pm 2,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,3$
	0,8	-	-	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$
	1	-	-	$\pm 2,0$	Не норм	$\pm 1,0$	Не норм	$\pm 0,8$	Не норм
33-37, 41-48	0,5	-	-	Не норм	Не норм	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$
	0,8	-	-	Не норм	Не норм	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$	$\pm 1,1$	$\pm 2,2$
	1	-	-	$\pm 1,7$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм	$\pm 1,1$	Не норм

Примечание:

Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения-ГОСТ 1983-2001, счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.09, А1805RL-P4GB-DW-4 - ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии, ПСЧ-3ТМ.05М - ГОСТ 31819.21-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М.09

- среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-3ТМ.05М

- среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

счетчик электрической энергии многофункциональный А1805

- среднее время наработки на отказ не менее 120 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее 400 000 часов,
- среднее время восстановления работоспособности не более 168 часов;

УСПД ЗКОМ-3000

- среднее время наработки на отказ не менее не менее $T_{ср} = 75000$ ч,
- время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее $T = 160000$ часов,
- среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ часа.

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 (мощности) с помощью электронной почты и сотовой связи.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- сервера ;
- УСПД.

защита информации на программном уровне:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы (ИК) и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5- Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество (шт.)
1	2	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ 4ТМ.03М и модификация СЭТ 4ТМ.03М 09 , КТ 0,5S/1,0	36697-12	30/3
Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-3ТМ.05М, КТ 1,0/2,0	36354-07	13
Счетчик электрической энергии многофункциональный А1805RL-P4GB-DW-4, КТ 0,5S/1,0	31857-06	2
Трансформатор тока ТПОЛ-10, КТ 0,5	1261-08	4
Трансформатор тока ТВ-110 (модификации ТВ-110 -IX УХЛ1 и ТВ-110-IX), КТ 0,5S	29255-05	12/3
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 , КТ 0,5S	32139-06	2
Трансформатор тока ТВ-35 (модификации ТВ-35 -IX-УХЛ1), КТ 0,5S	19720-05	6
Трансформатор тока ТОЛ-10, КТ 0,5	7069-07	16

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока ТОЛ-10-І (модификация ТОЛ-10-І-3У2), КТ 0,5S	15128-07	4
Трансформатор тока ТВЛМ-10, КТ 0,5	1856-63	2
Трансформатор тока Т-0,66 (модификации Т-0,66 МУЗ, КТ 0,5S)	36382-07	3
Трансформатор тока ТШП-0,66 , КТ 0,5	15173-06	6
Трансформатор напряжения НКФ-110-57У1, КТ 0,5	14205-94	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35Ш, КТ 0,5	21256-06	9
Трансформатор напряжения НАМИ-10 (модификация НАМИ-10 У2), КТ 0,2	51198-12	7
Трансформатор напряжения НАМИТ-10 (модификация НАМИТ-10 УХЛ-2), КТ 0,2	16687-97	1
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06 (модификация ЗНОЛ.06-6У3), КТ 0,5	3344-04	18
Устройство сбора данных ЭКОМ-3000 (модификация ЭКОМ-3000 Т-С25-М3-В4-Г Т со встроенным GPS- приемником)	17079-14	1
Сервер базы данных типа ІВМ х3550 М3	-	1
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-002-7740000090-2016	-	1
Программа испытаний ПИ 4222-002- 7740000090-2016	-	1
Формуляр ФО 4222-002-7740000090-2016	-	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-002-7740000090-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина. Методика поверки, утвержденным ФБУ «Самарский ЦСМ» 20 апреля 2016 г.

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

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2011 г;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-3ТМ.05М в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-3ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.138 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20 ноября 2007 г;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А 1800 в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А 1800». Методика поверки, утвержденная ГЦИ СИ «ВНИИМ» им.Д.И.Менделеева 19 мая 2006 г;

-устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ГР №27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12 .

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина» приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина - МВИ 4222-002-7740000090-2015. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации №123/RA.RU 311290/2015 от 30 декабря 2015г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии Филиала ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина»

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 22. Статические счетчики реактивной энергии классов точности 0,2 S
и 0,5 S.

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD).

Изготовитель

Филиал Публичного акционерного общества «Авиационная холдинговая компания «Сухой» «Комсомольский-на-Амуре авиационный завод имени Ю.А.Гагарина»

(Филиал ПАО «Компания «Сухой» «КнААЗ им. Ю.А.Гагарина»)

ИНН 7740000090

Адрес почтовый: 681018, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре ул. Советская, 1

Адрес юридический: 125284, г. Москва, ул. Поликарпова, 23Б

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр «Энерготестконтроль» (ООО «ИЦ «ЭТК»)

ИНН 7719586228

Адрес почтовый: 1125040, г. Москва, ул. Первомайская, д.35/18, стр.1

Адрес юридический: 105043, г. Москва, ул. Нижняя, д.14, стр.1

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес почтовый (юридический): 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Тел. (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.