

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81960-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» БЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» БЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика 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 поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера СД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll

Продолжение таблицы 1

Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2,3,4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Пер.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Пер.№ 37113-14	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0.5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
2	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Азот - Бугульма резервный	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Пер.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Пер.№ 37113-14	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
3	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Пер.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Пер.№ 37113-14	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
4	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 500 кВ Бугульма - Бекетово резервный	SAS 550 КТ 0,2S Ктт=3000/1 Пер.№25121-07	VEOS КТ 0,2 Ктн=500000/100 Пер.№ 37113-14	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
5	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Аксаково	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Пер.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Пер.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
6	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Аксаково резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Пер.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Пер.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
7	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Туймазы	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Пер.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Пер.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-08	СИКОН С70 Пер.№28822- 05
8	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Туймаза резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Пер.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Пер.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	СИКОН С70 Пер.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

9	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Михайловка	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
10	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Михайловка резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=1200/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Северная	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=600/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
12	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 220 кВ Бугульма - Северная резервный	ТФНД-220-1 КТ 0,5 Ктт=600/1 Рег.№3694-73	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
13	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 Ктт=2000/1 Рег.№6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
14	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 220 кВ контрольный	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 Ктт=2000/1 Рег.№6540-78	НКФ-220-58 КТ 0,5 Ктн=220000/100 Рег.№ 14626-06	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
15	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка I цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
16	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка I цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
17	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка II цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Зав.№07285 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

18	ПС 500 кВ Бугульма, ВЛ 110 кВ Бугульма - Елизаветинка II цепь	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
19	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 110 кВ	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
20	ПС 500 кВ Бугульма, ОСШ 110 кВ контрольный	TG145-420 КТ 0,2S Ктт=750/1 Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 КТ 0,2 Ктн=110000/100 Рег.№ 23894-12	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
21	ПС 500 кВ Бугульма, В 35 кВ Плавка гололеда	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S Ктт=2000/1 Рег.№51623-12	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
22	ПС 500 кВ Бугульма, В 35 кВ Плавка гололеда резервный	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S Ктт=2000/1 Рег.№51623-12	ЗНОЛ КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
23	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 35 кВ Бавлы - Якшеево	ТФН-35М КТ 0,5 Ктт=150/5 Рег.№3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
24	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 35 кВ Бавлы - Якшеево резервный	ТФН-35М КТ 0,5 Ктт=150/5 Рег.№3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн=35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
25	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 6 кВ ф.7-02	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№2473-69	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 831-53	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
26	ПС 110 кВ Бавлы, ВЛ 6 кВ ф.7-17	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн=6000/100; Рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
27	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-01	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
28	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-02	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Рег.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
29	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-03	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17

Продолжение таблицы 2

30	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-04	ТОЛ КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№47959-16	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
31	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-05	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Пер.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
32	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-06	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
33	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-07	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
34	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-08	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
35	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-09	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
36	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-10	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктт=300/5 Пер.№15128-03	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
37	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-11	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Пер.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
38	ПС 110 кВ Александровка, ВЛ 6 кВ ф.8-12	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№7069-02	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
39	ПС 35 кВ Карабаш-1, ВЛ 6 кВ ф.23-09	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Пер.№47959-11	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
40	ПС 35 кВ Карабаш-1, ВЛ 6 кВ ф.23-13	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Пер.№47959-11	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 16687-13	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
41	ПС 35 кВ УКПН, ВЛ 6 кВ ф.5-01	ТВК-10; -; ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№8913-82; -; 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17

Продолжение таблицы 2

42	ПС 35 кВ УКПН, ВЛ 6 кВ ф.5-19	ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
43	ПС 110 кВ Поповка, В 10 кВ Т-1	ТОЛ-10 III КТ 0,2S Ктт=2000/5 Пер.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=10000/100 Пер.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-08	СИКОН С70 Пер.№28822-05
44	ПС 110 кВ Поповка, В 10 кВ Т-2	ТОЛ-10 III КТ 0,2S Ктт=2000/5 Пер.№36308-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн=10000/100 Пер.№ 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-08	СИКОН С70 Пер.№28822-05
45	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-01	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
46	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-02	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Пер.№47959-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
47	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-03	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
48	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-04	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
49	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-05	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
50	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-08	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS-28xx Пер.№67864-17
51	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-09	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
52	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-10	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=600/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17
53	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-12	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Пер.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Пер.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер.№36697-12	ARIS 28xx Пер.№67864-17

Продолжение таблицы 2

54	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-13	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=400/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
55	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-14	ТОЛ КТ 0,5S Ктт=400/5 Рег.№47959-16	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
56	ПС 110 кВ Ютаза, ВЛ 6 кВ ф.45-15	ТОЛ 10 КТ 0,5 Ктт=200/5 Рег.№7069-02	НАМИ-10- 95УХЛ2 КТ 0,5 Ктн=6000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS 28xx Рег.№67864- 17
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.</p> <p>3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть</p>					

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1-4, 15-20	Активная реактивная	±0,6 ±1,2	±1,4 ±2,1
26	Активная реактивная	±0,9 ±2,5	±3,1 ±4,6
43, 44	Активная реактивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,3
21, 22, 39, 40, 46, 55	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±2,9 ±3,0
5-14, 23-25, 27-38, 41, 42, 45, 47-54, 56	Активная реактивная	±1,1 ±2,8	±3,2 ±4,7
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от Iном Cos φ = 0,8инд., W_{2%}</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	56
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне;
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	14
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	SAS 550	6
Трансформаторы тока	TG145-420	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 III	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТФНД-220-1	12
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	10
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	28
Трансформаторы тока	ТВК-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1

Продолжение таблицы 5

Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	9
Трансформаторы напряжения	VEOS	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	56
Контроллеры многофункциональные	ARIS 28xx	5
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359111.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359111.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359111.10.2019	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359111.10.2019. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» БЭС

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

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

