

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 952 от 10.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» ЧЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС ПС «Каргали», ПС «Болгары», ПС «Иске-Рязап», ПС «Нурлат», ПС «Чув.Тимерлик», ПС «Чулпаново», ПС «Бурметьево», ПС «Синдряково» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по расчетным и техническим точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов, передачи информации в центр сбора и обработки информации ОАО «Сетевая компания» и другим заинтересованным организациям в согласованных форматах.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ основан на преобразовании первичных токов измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные токи и фазные напряжения, поступающие на измерительные входы счетчика электроэнергии по проводным линиям. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, накапливается нарастающим итогом, а также вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи поступает в ИВК филиала, где производится сбор, хранение результатов измерений.

ИВК АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в заинтересованным организациям в согласованных форматах.

АИИС КУЭ состоит из трехуровневой системы с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

1-й уровень - измерительные каналы (ИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С1(Госреестр № 15236-03), СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) филиала Чистопольские электрические сети, включает в себя сервер баз данных (СБД), контроллер многофункциональный (КМ) типа СИКОН С50 (Госреестр № 65197-16), устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ ИВК представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ», подключённый к локальной вычислительной сети (ЛВС) филиала ОАО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети и Управления ОАО «Сетевая компания», считывающий данные об энергопотреблении с сервера баз данных по сети Ethernet. Для этого в настройках коммуникационных параметров ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве СБД используется IBM PC совместимый компьютер в серверном исполнении и каналобразующей аппаратурой. АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- измерение активной электроэнергии нарастающим итогом;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков электроэнергии;
- 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 (коррекция времени);
- передача журналов событий счетчиков.

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

Измерение времени в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему (счетчики, КМ, СБД). Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2. Коррекция времени в УСВ-2 происходит от GPS-приемника.

Сервер синхронизирует время с устройством синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация времени сервера происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени сервера с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение всемирного времени с погрешностью, не превосходящей $\pm 1,0$ с.

Сличение времени счетчика с временем сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сутки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «Пирамида 2000».

Уровень защиты программного обеспечения «высокой» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС ПС «Каргали», ПС «Болгары», ПС «Иске-Рязап», ПС «Нурлат», ПС «Чув. Тимерлик», ПС «Чулпаново», ПС «Бурметьево», ПС «Синдряково» и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид измеряемой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		основная погрешность, %	погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Каргали, ВЛ 6 кВ №101	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
2	ПС 110 кВ Каргали, ВЛ 6 кВ №202	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
3	ПС 110 кВ Каргали, ВЛ 6 кВ Ф-107	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
4	ПС 110 кВ Каргали, КЛ 6 кВ №105	ТЛО-10 КТ0.5s Ктт=3000/5 Регистрационный №25433-08	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,0 ±1,9	±1,1 ±2,2
5	ПС 110 кВ Каргали, КЛ 6 кВ №206	ТЛО-10 КТ0.5s Ктт=3000/5 Регистрационный №25433-08	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,0 ±1,9	±1,1 ±2,2
6	ПС 110 кВ Каргали, КЛ 6 кВ №103	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,0 ±1,9	±1,1 ±2,2
7	ПС 110 кВ Каргали, КЛ 6 кВ №204	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №45423-10	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,0 ±1,9	±1,1 ±2,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары- Кр.Река с заходом на ПС Матвеевка и отпайкой на ПС Жедаевка	TG КТ0.2s Ктт=300/5 Регистрационный №30489-09	ЗНГ КТ0.2 Ктн=110000/100 Регистрационный №41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
9	ПС 35 кВ Иске- Рязап, ВЛ 35 кВ Иске-Рязап - Хмелевка	ТФЗМ-35А-У1 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №3690-73	ЗНОМ-35 КТ0.5 Ктн=35000/100 Регистрационный №912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С1 Регистрационный №15236-03	Активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
10	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Ч.Вершины - Нурлат (Кольцевая)	TG145-420 КТ0.2s Ктт=600/5 Регистрационный №30489-05	ЗНОГ-110 КТ0.5 Ктн=110000/100 Регистрационный №23894-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±0,8 ±1,4	±0,8 ±1,5
11	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат - Кошки (Р.Васильевка)	TG145-420 КТ0.2s Ктт=600/5 Регистрационный №30489-05	ЗНОГ-110 КТ0.5 Ктн=110000/100 Регистрационный №23894-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±0,8 ±1,4	±0,8 ±1,5
12	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 35 кВ Нурлат - Кем-Трон с отпайкой на ПС Ю. Нурлат	ТСФ4F КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №40735-09	VRP4n КТ0.5 Ктн=35000/100 Регистрационный №40742-09	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-03 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=400/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
14	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-20 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=400/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
15	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-05 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=150/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
16	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-14 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=150/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
17	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-08 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=200/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
18	ПС 110 кВ Нурлат, В 10 кВ Ф-09 Нурлат	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5s Ктт=200/5 Регистрационный №32139-06	ТJP4 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №45423-10	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
19	ПС 35кВ Тимерлик, ВЛ 10 кВ Ф-02	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=100/5 Регистрационный №9143-06	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	ПС 35кВ Тимерлик, ВЛ 10 кВ Ф-02	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=100/5 Регистрационный №9143-06	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
21	ПС 35кВ Тимерлик, ВЛ 10 кВ Ф-02	ТЛК-10 КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №9143-06	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
22	ПС 35 кВ Чулпаново, В ВЛ 35 кВ Степное Озеро - Чулпаново	ТФЗМ-35А-У1 КТ0.5 Ктт=100/5 Регистрационный №3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0.5 Ктн=35000/100 Регистрационный №19813-00	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
23	ПС 35 кВ Бурметьево, ВЛ 10 кВ Ф-06	ТОЛ-10-І У2 КТ0.5 Ктт=100/5 Регистрационный №15128-07	НТМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №831-69	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
24	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Т-1	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №22192-07	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
25	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Т-2	ТВЛМ-10 КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №1856-63	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9
26	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Ф-06	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=100/5 Регистрационный №22192-07	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,2 ±2,9	±1,4 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Ф-02	ТПЛ-10с КТ0.5s Ктт=100/5 Регистрационный №29390-05	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
28	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Ф-05	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №22192-07	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,9 ±3,9
29	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Ф-07	ТПЛ-10-М КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №22192-07	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
30	ПС 35 кВ Синдряково, В 10 кВ Ф-08	ТПЛ-10с КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №29390-05	НАМИ-10 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
напряжение от $0,98 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,02 \cdot U_{\text{НОМ}}$;
сила тока от $I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд;
температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
напряжение питающей сети от $0,9 \cdot U_{\text{НОМ}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$;
сила тока от $0,05 \cdot I_{\text{НОМ}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд;
температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии Меркурий 230 от минус 40°C до плюс 55°C ;
 - для счетчиков электроэнергии Меркурий 234 от минус 45°C до плюс 75°C ;
 - для счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40°C до плюс 60°C ;
 - для ИКМ СИКОН С50 от минус 10°C до плюс 35°C ;
 - для контроллера СИКОН С1 от минус 10°C до плюс 50°C ;
 - для контроллера СИКОН С70 от минус 10°C до плюс 50°C .
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения активной и реактивной электроэнергии.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее 150 000 часов;
- счетчики электроэнергии Меркурий 234 - среднее время наработки на отказ не менее 220 000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов;
- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- контроллеры СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- контроллеры СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- ИКМ СИКОН С50 - среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 7$ сут;
- для сервера $T_v \leq 1$ ч;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:
счетчиках (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

счетчик электроэнергии - тридцатиминутный профиль нагрузки - не менее 85 суток;
при отключении питания - не менее 10 лет;
ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	8
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4
Трансформаторы тока	TG145-420	6
Трансформаторы тока	TG	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	33
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	6
Трансформаторы тока измерительные	ТСФ4F	3
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	3
Трансформаторы напряжения измерительные	VRP4n	3
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	3
Трансформаторы напряжения	ТJP4	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	2
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	8
Контроллеры многофункциональные	СИКОН С50	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	МП.359118.01.2013	1
Формуляр	ПФ.359118.01.2013	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359118.01.2013	1

Поверка

осуществляется по документу МП.359118.01.2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» ЧЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 27 августа 2013 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2007 г.;
- Меркурий 234 - по методике поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2011г.;
- Меркурий 230 по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в мае 2007 г.;
- ИКМ СИКОН С50 - по методике поверки РТ-МП-3371-441-2016, утвержденной ФБУ «Ростест-Москва» от 01.07.2016г.;
- УСПД СИКОН С1 - по методике поверки «ВЛСТ 235.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- УСПД СИКОН С70 - по методике поверки «ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.
- УСВ-2 - по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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 эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» ЧЭС

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

ГОСТ Р МЭК 61107-2001 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными

Изготовитель

Филиал ОАО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети
ИНН: 1655049111

Адрес: 422950, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Чистополь, ул. К. Маркса, 36
Тел./факс: +7 (84342) 5-27-00, Факс: +7 (84342) 5-28-81

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, 24

Тел./факс: +7 (843) 291-08-33

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 от 13.05.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.