ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2703 от 05.12.2017 г.)

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 1983-2015 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ 31818.11-2012, в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) SM-160-02 и СИКОН С70, технические средства приема-передачи данных и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервера сбора и баз данных (далее сервер сбора и БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2, расположенные в центрах сбора и обработки информации (далее ЦСОИ) филиалов ОАО «Сетевая компания»; сервер, расположенный в ЦСОИ Управления ОАО «Сетевая компания»; программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД по выбранному ИВК каналу связи (GSM канал, сеть Ethernet), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На сервере сбора и БД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От сервера сбора и БД Управления ОАО «Сетевая компания» информация в виде xml-макетов формата 80020 передаётся на сервера ЦСОИ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», АО «Татэнергосбыт» по каналу связи сети Internet.

Передача информации от серверов ЦСОИ в программно-аппаратный комплексы 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS/ГЛОНАСС-приемников.

Сравнение времени таймера сервера сбора и БД с временем УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка часов сервера сбора и БД производится при расхождении с часами УСПД на величину более ±1 с.

Сравнение времени таймера УСПД с временем сервера сбора и БД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с соответствующим УССВ на величину более ±1 с. Предусмотрена возможность настройки синхронизации часов сервера сбора и БД от сервера ЦСОИ Управления ОАО «Сетевая компания».

Сравнение времени счетчиков с таймером УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более ±1 с. Передача информации от счетчика до УСПД, от УСПД до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ±5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». 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 «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ±1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

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 цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Границы допускаемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	КРУЭ 220кВ ТАНЕКО, яч.D-22 Бегишево-ТАНЕКО	JK ELK CN14 КТ0.2s Ктт=2000/1 Регистрационный №41961-09	SU 252/B КТ0.2 Ктн=220000/100 Регистрационный №63512-16	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.2s/0.5 Регистрационный №36697-12	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±0,8 ±1,4	±0,8 ±1,5
67	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, В-6кВ Ф-14	ТЛК10-5,6 КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №9143-01	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
68	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, В-6кВ Ф-5	ТЛК10-5,6 КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №9143-01	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
69	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, В-6кВ Ф-6	ТЛК10-5,6 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №9143-01	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
70	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, В-6кВ Ф-13	ТЛК10-5,6 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №9143-01	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=6000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистрационный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
71	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, ВЛ 35 кВ Индустриальный Парк 1ц	ТВЭ-35УХЛ2 КТ0.5 Ктт=300/5 Регистрационный №13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0.5 Ктн=35000/100 Регистрационный №19813-00	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
72	ПС 110 кВ ПС Атомстрой-1, ВЛ 35 кВ Индустриальный Парк 2ц	ТВЭ-35УХЛ2 КТ0.5 Ктт=300/5 Регистрационный №13158-04	НАМИ-35 УХЛ1 КТ0.5 Ктн=35000/100 Регистрационный №19813-00	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±3,2	±1,7 ±3,4
75	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-11	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=300/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
76	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-15	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №9143-83	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
77	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-8	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
78	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-13	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
79	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-10	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
80	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-17	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
81	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-12	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №9143-83	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
82	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-23	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №9143-83	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
83	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-1	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №9143-83	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
84	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-2	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=150/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
85	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-9	ТЛМ-10 КТ0.5 Ктт=300/5 Регистрационный №2473-69	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
86	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-19	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=150/5 Регистрационный №32139-06	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
87	ПС 110 кВ Городская, В-10 кВ Ф-109	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-11	ЗНОЛП КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.5s/1.0 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
88	ПС 110 кВ Городская, В-10 кВ Ф-105	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-11	ЗНОЛП КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.5s/1.0 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
89	ПС 110 кВ Городская, В-10 кВ Ф-405	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-11	ЗНОЛП КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.5s/1.0 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
90	ПС 110 кВ Городская, В-10 кВ Ф-307	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-11	ЗНОЛП КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ0.5s/1.0 Регистрационный №36697-08	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
94	ПС 110 кВ Бройлерная, В-10кВ Ф-21	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-06	НАМИТ-10-2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №18178-99	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	Интеллек-туальный контроллер SM-160-02 Регистра-ционный №62017-15	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
109	ПС 110 кВ Загородная, В-10 кВ Ф-2	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ0.5S Ктт=200/5 Регистрационный №32139-06	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
110	ПС 110 кВ Загородная, В-10 кВ Ф-9	ТОЛ-10 КТ0.5 Ктт=200/5 Регистрационный №38395-08	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
111	ПС 110 кВ Загородная, В-10 кВ Ф-16	ТВК-10 КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №8913-82	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
112	ПС 110 кВ Загородная, В-10 кВ Ф-29	ТПЛ-10к(т) КТ0.5 Ктт=400/5 Регистрационный №2367-68	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
113	ПС 110 кВ Корабельная, В-10 кВ Ф-6	ТЛК-10 КТ0.5 Ктт=600/5 Регистрационный №9143-83	НАМИ-10 КТ0.2 Ктн=10000/100 Регистрационный №11094-87	Меркурий 234 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №48266-11	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
114	ПС 110 кВ Кр.Ключ, В-10 кВ Ф-2	ТОЛ-10-I КТ0.5S Ктт=100/5 Регистрационный №15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №20186-05	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
115	ПС 110 кВ Кр.Ключ, В-10 кВ Ф-4	ТОЛ-10-I КТ0.5S Ктт=150/5 Регистрационный №15128-07	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №20186-05	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9
116	ПС 110 кВ Кр.Ключ, В-10 кВ Ф-5	ТОЛ-10-I КТ0.5S Ктт=150/5 Регистрационный №15128-03	НАМИ-10-95УХЛ2 КТ0.5 Ктн=10000/100 Регистрационный №20186-05	Меркурий 230 КТ0.5s/1.0 Регистрационный №23345-07	СИКОН С70 Регистра-ционный №28822-05	Активная реактивная	±1,7 ±2,9	±1,9 ±3,9

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном}$ cosj = 0,8инд.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов 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 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	17
Нормальные условия:	
параметры сети:	от 95 до 105
– напряжение, % от Uном	от 1 до 120
– ток, % от Iном	0,9
– коэффициент мощности	от 49,8 до
– частота, Гц	50,2
температура окружающей среды, °С	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	от 90 до 110
– напряжение, % от Uном	от 1 до 120
– ток, % от Iном	
– коэффициент мощности:	от 0,5 до 1,0
– cosφ	от 0,5 до 0,87
– sinφ	от 49,6 до
– частота, Гц	50,4
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от -45 до +40
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от -40 до +60
температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСПД:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	24
УССВ:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	2
сервер:	
– среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
– среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	85
– при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
– суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
– при отключении питания, лет, не менее	5
сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счетчика:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике.

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в счетчике и УСПД;

пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчика электрической энергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

сервера.

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

счетчика электрической энергии;

УСПД;

сервера.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

о состоянии средств измерений;

о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);

сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35УХЛ2	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10к(т)	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	JK ELK CN14	3
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	8
Трансформаторы тока	ТЛК-10	10
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	5
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	9
Трансформаторы напряжения	SU 252/B	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	14
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Контроллеры многофункциональные	Интеллектуальный контроллер SM-160-02	1
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Методика поверки	МП.359116.01.2017	1
Формуляр	ПФ.359116.01.2013	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359116.01.2013	1

Поверка
осуществляется по документу МП.359116.01.2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сетевая компания» НкЭС. Методика поверки», утвержденному ФБУ «ЦСМ Татарстан» 06.10.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав ИИК;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Регистрационный № 27008-04);

- 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» НкЭС

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

ОАО «Сетевая компания» филиал Нижнекамские электрические сети
(Филиал ОАО «Сетевая компания» НкЭС)
ИНН 1655049111
Адрес: 423570, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, 14
Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д.24
Телефон (факс): (843) 291-08-33
E-mail: isp13@tatcsm.ru
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30065-09 от 05.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. « ___ » _____ 2017 г.