

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2 уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя:

– ИВКЭ ПС «Омичка» и информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго», включающий в себя устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных ОАО «Тюменьэнерго» филиал Когалымские электрические сети, устройство синхронизации времени (далее – УСВ), входящее в состав УСПД;

– ИВКЭ ПС 220/110/10кВ «Литейная» и ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, включающий в себя УСПД ТОК-С каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра, радиосервер точного времени РСТВ-01;

– ИВКЭ ПС ПС 35/10 кВ «Вербежичи» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго», г. Калуга, включающий в себя УСПД СИКОН С10, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго», г. Калуга, УСВ-1;

– ИВКЭ ПС 110/35/6кВ «Аксинино» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск, включающий в себя УСПД СИКОН С70, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск, УСВ-1;

– ИВКЭ ПС 110/35/6кВ «Дмитровская» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел, включающий в себя УСПД RTU-325L, каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел, УСВ-1.

3 уровень – ИВК ООО «ТЭК-Энерго», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), УСВ и программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК 1-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра (для ИК 1-3), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра и Приволжья» «Калугаэнерго» (для ИК 4), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Брянскэнерго», г. Брянск (для ИК 5-9), ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» «Орелэнерго», г. Орел (для ИК 10), ИВК Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго» (для ИК 11-12, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На ИВК выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов 80020 в ИВК ООО «ТЭК-Энерго» через канал Internet.

Для ИК 13-14 цифровой сигнал с выходов счетчиков с использованием GSM/GPRS коммуникатора поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации и ее накопление.

Измерительная информация записывается в ИВК ООО «ТЭК-Энерго» базу данных в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенным каналам связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам (ПАК ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», смежные субъекты ОРЭ).

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными макетами XML формата 80020, 80030 со смежными системами: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО "Калугаэнерго" РСК (Номер в госреестре СИ № 35160-07), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 220 кВ "Литейная" - АИИС КУЭ ПС 220 кВ "Литейная" (Номер в госреестре СИ № 42284-09), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО "Брянскэнерго" Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергии (Номер в госреестре СИ № 35371-07), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО "Орелэнерго" (Номер в госреестре СИ № 39935-08).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, ИВКЭ и ИВК ООО «ТЭК-Энерго». АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени, на основе приемников сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Для ИК 1-3 в качестве источника точного времени используется сервер точного времени РСТВ-01, для ИК 4-10 в качестве источника точного времени используется сервер точного времени УСВ-1, для ИК 11-12 в качестве источника точного времени используется устройство синхронизации времени, на базе GPS-приемника, входящего в состав УСПД ЭКОМ-3000, для ИК 13-14 в качестве источника точного времени используется устройство синхронизации времени, на базе GPS-приемника, корректирующего время ИВК ООО «ТЭК-Энерго»

Для ИК 1-3 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени сервера точного времени РСТВ-01 более чем на  $\pm 1$  с, погрешность синхронизации не более

± 1 с. Часы ИВК филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Центра синхронизируются от GPS-приемника, погрешность синхронизации не более ± 1 с.

Для ИК 4-10 синхронизация часов ИВК осуществляется от часов УСВ-1, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов ИВК более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с.

Для ИК 11-12 коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Часы ИВК Когалымских ЭС ОАО «Тюменьэнерго» синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов ИВК и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК 1-12 часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК 13-14 часы счетчиков синхронизируются от часов ИВК ООО «ТЭК-Энерго» с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и ИВК более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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 корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ТЭК-Энерго» используется ПО «Энергосфера» версии 7.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК «Энергосфера»	Библиотека pso_metr.dll	1.1.1.1	СВЕВ6F6СА69318ВЕД 976Е08А2ВВ7814В	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергетики	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 220/110/10кВ «Литейная»								
1	ОРУ-110кВ, 1(2) СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Цементная - Литейная»	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 95; Зав. № 1056	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040932; Зав. № 1040997; Зав. № 1040938	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461360	ТОК-С Зав. № 1130	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8
2	ОРУ-110кВ, 1(2) СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Дятьковская - Литейная»	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 44145; Зав. № 44140	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040961; Зав. № 1040949; Зав. № 1040962	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461383	ТОК-С Зав. № 1130	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8
3	ОРУ-110кВ, ОМВ-110 кВ	ТВ-110/50 Кл. т. 0,5 600/1 Зав. № 24371; Зав. № 24372; Зав. № 24373	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 1040932; Зав. № 1040997; Зав. № 1040938	EPQS 111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461361	ТОК-С Зав. № 1130	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/10 кВ «Вербежичи»								
4	ОРУ-35 кВ, СШ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Вербежичи - Бытошь»	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 23236; Зав. № 23252	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1166128; Зав. № 1168613; Зав. № 11653678	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 07050545	СИКОН С10 Зав. № 125	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
ПС 110/35/6кВ «Аксинино»								
5	ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Богородицкая-Аксинино»	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 4838; Зав. № 6011; ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 49281	ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0102061032	СИКОН С70 Зав. № 01255	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
6	ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Аксинино-Шаблыкино»	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 8449; Зав. № 8466; Зав. № 8433	ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058049	СИКОН С70 Зав. № 01255	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
7	ОРУ-110кВ, ОСШ-110 кВ, СОВ-110кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 20984; Зав. № 21005; Зав. № 20966	ЗНОГ-110 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 296; Зав. № 319; Зав. № 273	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058071	СИКОН С70 Зав. № 01255	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ «Аксини- но-Юрьево»	ТФЗМ 35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 21987; ТФН-35М Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 27225	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1081091; Зав. № 1081101; Зав. № 1081136	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058177	СИКОН С70 Зав. № 01255	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
9	ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, ВЛ- 35 кВ «Аксини- но-Ильинская»	ТФН-35 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 14250; Зав. № 14040	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3:100/√3 Зав. № 1120807; Зав. № 1121024; Зав. № 1121081	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112058048	СИКОН С70 Зав. № 01255	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
ПС 110/35/6кВ «Дмитровская»								
10	ОРУ-110кВ, 2СШ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Дмитровск- Лопандино»	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 400/5 А: Зав. № 1152; С: Зав. № 1207; ТФЗМ 110Б-IV Кл. т. 0,5 400/5 В: № 14415	НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 110000/√3:100/√3 Зав. № 31856; Зав. № 31884; Зав. № 31906	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112115768	RTU-325L Зав. № 007980	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,7
ПС 110/35/6кВ Омичка								
11	ВЛ-35кВ Чайка- 1	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 40992; Зав. № 42053	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 660	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090065	ЭКОМ- 3000 Зав. № 07092486	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ВЛ-35кВ Чайка-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 71475; Зав. № 71482	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 78	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090008	ЭКОМ-3000 Зав. № 07092486	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,7
ПС 220/110/10/6 Когалым								
13	ЗРУ-6 1АТ яч.12	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 1219; Зав. № 1221; Зав. № 1217	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 2181; Зав. № 4079; Зав. № 4080	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054683	-	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6
14	ЗРУ-6 3СТ яч.18	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 1223; Зав. № 1220; Зав. № 1224	ЗНОЛП-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 4083; Зав. № 3403; Зав. № 3302	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02056533	-	активная  реактивная	±1,1  ±2,6	±3,0  ±4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50 ± 0,15) Гц;  $\cos j = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока - (0,05 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos j$  ( $\sin j$ ) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии EPQS 111.21.18LL от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.12 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos j = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденный типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «ТЭК-Энерго» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик EPQS 111.21.18LL – среднее время наработки на отказ не менее Т



- = 70000 ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - УСПД ТОК-С – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - УСПД СИКОН С10 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 40000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
  - сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

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 счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована);
  - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2793-71	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	2793-88	6
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3190-72	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 35А-У1	26417-04	5
Трансформатор тока	ТФН-35	664-51	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10	11077-07	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-06	1
Трансформатор тока	ТФН-35М	3690-73	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	9
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110	23894-12	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83 У1	1188-84	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	19813-09	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6	23544-07	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18LL	25971-06	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.12	50460-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Устройство сбора и передачи данных	ТОК-С	13923-09	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С10	21741-03	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-09	1
Программное обеспечение	«Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 58780-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков EPQS 111.21.18LL – по документу РМ 1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS», согласованному с Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки»

ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;

- УСПД ТОК-С – по документу «Устройство сбора данных «ТОК-С». Инструкция по эксплуатации. АМР1.00.00 ИЭ», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 1994 г.;

- УСПД СИКОН С10 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С10. Методика поверки ВЛСТ 180.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в марте 2003 г.;

- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;

- УСПД RTU-325L по документу УСПД RTU-325 и RTU-325L Методика поверки ДЯИМ 466.453.005МП утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до – 100 %, дискретность 0,1 %.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ООО «ТЭК-Энерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»  
(ООО «Системы Релейной Защиты»)  
Юридический адрес: г. Москва, ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11  
Почтовый адрес: 140070, Московская область, п. Томиино, ул. Гаршина д. 11 а/я 32  
Тел.: (495) 772-41-56  
Факс: (495) 544-59-88

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»  
(ООО «Сервис-Метрология»)  
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3  
Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35  
Тел.: (499) 755-63-32  
Факс: (499) 755-63-32  
E-mail: [info@s-metr.ru](mailto:info@s-metr.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46  
Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)  
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.