

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), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

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

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

– ИВКЭ ПС 220/110/10кВ «Литейная» и ИВК ПАО «ФСК ЕЭС», включающий в себя УСПД ТК16L каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных ПАО «ФСК ЕЭС», радио-сервер точного времени РСТВ-01 (далее – РСТВ-01);

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

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

– ИВКЭ ПС 110/35/6кВ «Дмитровская» и ИВК филиала ОАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», г. Орел, включающий в себя УСПД RTU-325L, устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2), каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго», г. Орел.

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

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 №№ 1-3 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи Ethernet.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее – ИАСУ КУ) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС», а так же всем заинтересованным лицам.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков и ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для ИК № 4-10 цифровой сигнал с выходов счетчиков, посредством проводных линий связи RS-485 поступает в УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение и передача результатов измерений на сервер БД филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго» (ИК №4), на сервер БД филиала ПАО «МРСК Центра» - «Брянскэнерго» (ИК № 5-9), на сервер БД филиала ПАО «МРСК Центра» - «Орелэнерго» (ИК № 10). Передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ происходит по каналу GSM. Роль передающего устройства выполняют GSM модемы.

Для ИК № 11-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков, посредством проводных линий связи RS-485 поступает в УСПД, где производится сбор, хранение и передача результатов измерений на сервер БД филиала "Когалымские электрические сети" АО «Тюменьэнерго». Передача результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ происходит по каналу GSM. Роль передающего устройства выполняют GSM модемы. На верхнем – третьем уровне производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и хранение информации.

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 АО «АТС», АО «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 электроэнергии филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (Рег. № 65408-16), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Литейная» (Рег. № 64672-16), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Брянскэнерго» Региональная сетевая компания для оптового рынка электроэнергии (Рег. № 35371-07), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «МРСК Центра» по точкам поставки в границах филиала «Орелэнерго» (Рег. № 57683-14), Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменьэнерго» филиал «Когалымские электрические сети» (Рег. № 46303-10).

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 РСТВ-01, для ИК №№ 4-9 в качестве источника точного времени используется УСВ-1, для ИК № 10 в качестве источника точного времени используется УСВ-2, 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 (ССВ-1Г), 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 ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Часы ИВК ОАО «ФСК ЕЭС» синхронизируются от РСТВ-01, погрешность синхронизации не более ± 1 с.

Для ИК №№ 4-9 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 № 10 синхронизация часов ИВК осуществляется от часов УСВ-2, 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 60 минут, коррекция часов сервера проводится при расхождении часов ИВК и УСПД более чем на ± 1 с.

Для ИК №№ 13-14 часы ИВК синхронизируются от часов устройства синхронизации времени, на базе GPS-приемника (ССВ-1Г). Погрешность синхронизации не более ± 2 с.

Для ИК №№ 1-3 часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится не чаще одного раза в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК №№ 4-9 часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД при каждом опросе счетчика, коррекция часов счетчиков проводится не чаще одного раза в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Для ИК № 10 часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится не чаще одного раза в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с.

Для ИК №№ 11-12 часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 60 минут, коррекция часов счетчиков проводится не чаще одного раза в сутки при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 3 с.

Для ИК №№ 13-14 часы счетчиков синхронизируются от часов ИВК ООО «ТЭК-Энерго» при каждом опросе, коррекция часов счетчиков проводится не чаще одного раза в сутки при расхождении часов счетчика и ИВК более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 6.4, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976E08A2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/УСВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС Литейная 220/110кВ; Ввод 110кВ ВЛ-110кВ Литейная - Цементная	ТГФМ-110-УХЛ Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 600/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 142015-94	EPQS-111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	TK16L Рег. № 36643-07/ PCTB-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,8
2	ПС Литейная 220/110кВ; Ввод 110кВ ВЛ-110кВ Литейная Дятьковская	ТГФМ-110-УХЛ Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 600/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 14205-94	EPQS-111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	TK16L Рег. № 36643-07/ PCTB-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,8
3	ПС Литейная 220/110кВ; ОМВ 110кВ	ТГФМ-110-УХЛ Кл. т. 0,2S Коэф. тр. 600/5 Рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 142015-94	EPQS-111.21.18LL Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	TK16L Рег. № 36643-07/ PCTB-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС Вербежичи 35/10кВ; ввод 35кВ ВЛ-35кВ «Вербежичи- Бытошь»	ТФЗМ-35Б-1У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 100/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 35000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С10 Рег. № 21741-03/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,1$ $\pm 5,0$
5	ПС Аксинино 110/35/6кВ; Ввод 110кВ ВЛ 110кВ Аксинино - Богородицкая	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 600/5 Рег. № 2793-71 ТФЗМ-110Б-У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 600/5 Рег. № 32825-11	ЗНОГ-110 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
6	ПС Аксинино 110/35/6кВ; Ввод 110кВ ВЛ 110кВ Аксинино -Шаблыкино	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 300/5 Рег. № 2793-71	ЗНОГ-110 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$
7	ПС Аксинино 110/35/6кВ; Ввод 110кВ ОМВ 110кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 600/5 Рег. № 2793-88	ЗНОГ-110 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Рег. № 23894-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС Аксинино 110/35/6кВ; Ввод 35кВ ВЛ 35кВ Аксиньино -Юрьевская	ТФН-35М Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 200/5 Рег. № 664-51 ТФЗМ-35А-У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
9	ПС Аксинино 110/35/6кВ; Ввод 35кВ ВЛ 35кВ Аксинино- Ильинская	ТФН-35 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 50/5 Рег. № 664-51	ЗНОМ-35-65 У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
10	ПС 110/35/10кВ Дмитровск; Ввод ВЛ 110 Дмит- ровск- Лопандино	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 400/5 Рег. № 2793-71 ТФЗМ-110Б-IV У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 400/5 Рег. № 26422-06	НКФ110-83У1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 110000:√3/100:√3 Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	RTU-325L- E2-512-M2- B2 Рег. № 37288-08/ УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
11	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», ОРУ- 35 кВ, 1С-35 кВ, ЛР-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Чайка-1»	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 200/5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 110/35/6 кВ «Омичка», ОРУ- 35 кВ, 2С-35 кВ, ЛР-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Чайка-2»	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 200/5 Рег. № 26418-04	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 35000/100 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-04	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
13	ПС 220/110/10/6кВ «Когалым», 1АТ, ЛР-6кВ «1АТ»	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 3000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г Рег. № 58301-14	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
14	ПС 220/110/10/6кВ «Когалым», 3СТ, ТР-6кВ «3СТ»	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5S Коэф. тр. 3000/5 Рег. № 11077-03	ЗНОЛ.06-6 УЗ Кл. т. 0,5 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ							±5 с.	

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. Погрешность в рабочих условиях указана $\cos \varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии ИК №№ 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14 от 0 до плюс 40 °С; для ИК № 4 от минус 30 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена ТТ, ТН 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.
5. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов.
6. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	14
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +60 от -40 до +60 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика EPQS-111.21.18LL для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03 для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03М - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД ТК16L для УСПД СИКОН С10, СИКОН С70 для УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2 для УСПД ЭКОМ-3000 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>70000 90000 165000 140000 2 55000 70000 100000 75000 2 70000 1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	45
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
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 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).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование 1	Обозначение 2	Количество, шт. 3
Трансформатор тока	ТГФМ-110-УХЛ	9
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформатор тока	ТФНД-110М	7
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-У1	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформатор тока	ТФН-35М	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	1
Трансформатор тока	ТФН-35	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-ХЛ1	4
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	9
Трансформатор напряжения	ЗНОГ-110 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6 У3	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6 У3	6
Счётчик электрической энергии много-функциональный	EPQS-111.21.18LL	3
Счётчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03	8
Счётчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии много-функциональный	СЭТ-4ТМ.03М	1
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С10	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L-E2-512-M2-B2	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01	1
Сервер	HP ProLiant DL360 G10	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Методика поверки	МП 098-2018	1
Паспорт-Формуляр	73133884.4353103.003.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 098-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго». Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 29.12.2018 г.

Основные средства 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»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- 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.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 СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, 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» мая 2012 г.;
- УСПД ТК16L – по документу «Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.041 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2007 г.;
- УСПД СИКОН С10 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальный 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 индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП-26-262-99», согласованному с УНИИМ декабрь 1999 г.;
- УСВ УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;
- УСВ УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- УСВ ССВ-1Г – по документу ЛЖАР.468150.004-01 МП «Инструкция. Серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», утвержденному первым заместителем генерального директора – заместителем по научной работе ФГУП «ВНИИФТРИ» в мае 2014 г.;
- УСВ РСТВ-01 – по документу «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП, утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;
- метеометр МС 200А, Рег. № 27468-04.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭК-Энерго», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

ИНН 7722722657

Юридический адрес: 111020, г. Москва, ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина, д. 11 а/я 868

Телефон/факс: 8 (495) 772-41-56/ 8 (495) 544-59-88

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, пом. I, комн. № 6, 7

Телефон: 8 (985) 992-27-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Аттестат об аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.