

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» октября 2021 г. № 2311

Регистрационный № 80487-20

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, указанные в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-Центр», автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, канальнообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, обработку и хранение ее, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности; вычисленные мгновенные значения усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

Сервер при помощи ПО «АльфаЦентр» автоматически с периодичностью один раз в 30 минут и/или по запросу опрашивает счетчики и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (перевод измеренных значений в именованные физические величины с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Обмен информацией между счетчиками и сервером происходит по GPRS. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием переносного компьютера (ноутбука) через опто-порт счетчиков.

Для ИК №4.1, 4.2 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений №74495-19 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

Для ИК № 4.3 данные о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии 1 раз в сутки поступают от системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений», рег. №33511-06 в ИВК АИИС КУЭ в заданном формате по электронной почте.

На уровне ИВК выполняется формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передача КО, смежным субъектам ОРЭМ и в региональные подразделения АО «СО ЕЭС» по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит УССВ-2 (Рег. №54074-13), время которого синхронизировано с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Синхронизация времени часов сервера с временем УССВ-2 осуществляется каждые 30 мин, коррекция осуществляется раз в 12 ч при расхождении времени УССВ-2 с показаниями часов сервера более, чем на 1 с.

Сравнение времени часов счетчиков и времени часов сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в сутки; коррекция осуществляется при расхождении времени часов счетчика и сервера на величину более чем 1 с.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.1, 4.2 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Новотроицкая.

Синхронизация измерительных компонентов ИК № № 4.3 происходит по СОЕВ системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Новотроицкий завод хромовых соединений».

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». 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 Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1.1	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	УССВ-2 рег. № 54074-13
1.2	ПС 110 кВ Огнеупорная, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 15	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №02611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	
1.3	РП 6кВ ЗМК, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 25	ТОЛ-10-1 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-01	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №02611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	
1.4	РП 6кВ ЗМК, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 4	ТОЛ-10-1 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 15128-01	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №02611-70	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	
2.1	ТРП 6 кВ УЭМЗ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 5	ТЛК-10 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	
2.2	ТРП 6 кВ УЭМЗ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 9	ТЛК-10 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №16687-97	ПСЧ- 4ТМ.05МК КТ 0,5S/1 Рег. №46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.1	ПС 110 кВ Дормаш, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч. 18	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТ 1000/5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №18178-99	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 12	
3.2	ПС 110 кВ Дормаш, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 27	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТ 1000/5 Рег. № 1261-08	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №18178-99	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 12	
4.1	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 1 С 10 кВ, яч.7, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 1 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТ 200/5 Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. №36697- 12	
4.2	ПС 220 кВ Новотроицкая, КРУН 10 кВ, 2 С 10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ Новотроицкая- Птицефабрика Восточная 2 цепь	ТОЛ-СЭЩ КТ 0,5S КТ 200/5 Рег. №51623-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №51621-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 12	УССВ-2 рег. № 54074-13
4.3	ЦРП 10 кВ, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 41	ТЛО-10 КТ 0,5S КТ 150/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК КТ 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №68841-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. №36697- 17	
5.1	ПС 110 кВ Висла, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 112	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S КТ 600/5 Рег. № 51679-12	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. №36697- 12	
5.2	ПС 110 кВ Висла, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 211	ТЛК-СТ КТ 0,5S КТ 400/5 Рег. № 58720-14	НАЛИ-СЭЩ КТ 0,5 Ктн 10000/100 Рег. №51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1 Рег. №36697- 12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6.1	ПС 110 кВ Братская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, ф.283-1	ТПОЛ-10 КТ 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.2	ПС 110 кВ Братская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16, ф.283-2	ТПОЛ-10 КТ 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.3	ПС 110 кВ Братская, РУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч.17, ф.226	ТПОЛ-10 КТ 0,2S КТТ 400/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №20186-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.4	ПС 110 кВ Уктусская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.27, ф.226	ТПОЛ-10 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.5	ТП-3 10кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.31 Агромашзапчасти	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 58385-14	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	УССВ-2 рег. № 54074-13
6.6	ТП-3 10кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.1 Горсвет	ТТН-III КТ 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 75345-19	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.7	ТП-3 10кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, ф.3 Общежитие	ТОП КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	
6.8	РП-226 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.5 ИП Мильман	ТЛК 10-5 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 9143-01	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №16687-02	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697- 17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7.1	ВЛ-10 кВ КШК-9, отпайка в сторону КТП КШК-911 и КТП КШК-902, оп. 902/1, ПКУ-10 кВ	ТОЛ-10-I КТ 0,5S КТ 100/5 Рег. №47959-11	НОЛ.08-10-УТ2 КТ 0,5 10000/100 Рег. №3345-04	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1 Рег. №50460-18	
8.1	ТП-3 6 кВ ОOO СМ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.7	ТПЛМ-10 КТ 0,5 КТ 200/5 Рег. №2363-68	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	
8.2	ТП-3 6 кВ ОOO СМ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18	ТПЛМ-10 КТ 0,5 КТ 200/5 Рег. №2363-68	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. №380-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-08	УССВ-2 Рег. № 54074-13
8.3	ТП 6кВ АЦИ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, панель 3, ф.9а	Т-0,66 УЗ КТ 0,5 КТ 200/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1 Рег. №36697-12	
8.4	ТП 6кВ АЦИ, РУ-0,4 кВ, 3 СШ 0,4 кВ, панель 11, ф.36	Т-0,66 УЗ КТ 0,5 КТ 300/5 Рег. № 71031-18	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1 Рег. №36697-12	

Примечания:

1 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 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности (δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (δ), %
1	2	3	4
1.1 – 1.4, 2.1, 2.2	Активная Реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,1$	$\pm 3,3$ $\pm 5,6$
3.1 – 3.2, 8.1, 8.2	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,6$	$\pm 2,9$ $\pm 4,5$
4.1	Активная Реактивная	$\pm 1,3$ $\pm 2,1$	$\pm 3,4$ $\pm 5,6$
4.2	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 1,8$	$\pm 3,0$ $\pm 4,7$
4.3, 5.1, 5.2	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 1,8$	$\pm 3,0$ $\pm 4,9$
6.1 – 6.3	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 1,3$	$\pm 1,6$ $\pm 2,9$
6.4	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 1,8$	$\pm 3,0$ $\pm 4,9$
6.5 – 6.7	Активная Реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 1,5$	$\pm 2,9$ $\pm 4,8$
6.8	Активная Реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 1,8$	$\pm 2,9$ $\pm 4,6$
7.1	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,2$ $\pm 5,4$
8.3, 8.4	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,3$	$\pm 3,1$ $\pm 5,3$

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК № 1.1 – 8.4 от плюс 10 до плюс 30 до $^{\circ}\text{C}$

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИИК	26
Нормальные условия параметры сети:	<ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - частота, Гц
температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +20 до +25

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации	от 90 до 110
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 2 до 120
- сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК № 1.1– 6.7, 7.1, 8.3, 8.4	от 5 до 120
- сила тока, % от $I_{\text{ном}}$ для ИК № 6.8, 8.1, 8.2	
- коэффициент мощности, cosφ	0,8
температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от -40 до +40
температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 6.1 - 6.3, 6.5 - 6.7 °C	от -10 до +30
температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков ИК № 1.1-5.2, 6.4, 6.8, 7.1, 8.1-8.4, °C	от +10 до +30
температура окружающей среды в месте расположения УССВ, сервера, °C	от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	48
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-08):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	48
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	48
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии каждого массива профиля составляет, суток, не менее	35
Сервер:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование ИВК АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	9
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	4
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТТН-Ш	3
Трансформатор тока	ТЛК-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-5	2
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10-11	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	2
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	2
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 -1	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	3

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	1
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10 М1	3
Трансформатор напряжения	НОЛ.08-10.УТ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	1
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	3
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	2
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	6
Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО АльфаЦентр	1
Паспорт-формуляр	АИИС. 2.1.0524.001 ФО	1
Методика поверки	МП 012-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия», аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЭК «Евразия»

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосбытовая компания «Евразия»

(ООО «ЭК «Евразия»)

ИНН 6658533224

Адрес: 620131, г. Екатеринбург, ул. Фролова, д. 31, офис 18.

Телефон: +7 (343) 216-00-01

Факс: +7 (343) 216-00-01

E-mail: info@ek-ea.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»

(ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.