

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Уралкалий»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ПАО «Уралкалий» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля электрической энергии и мощности, поставляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также формирования отчётных 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 измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно - измерительные комплексы (далее - ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 1983-2015, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 (Рег.№ 27524-04) класса точности (КТ) 0,2S/0,5, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) класса точности (КТ) и 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-1994, ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной электрической энергии и ТУ 4228-011-29056091-11 при измерении реактивной электрической энергии и счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (Рег. № 31857-11) класса точности (КТ) 0,1S/0,2 по ТУ 4228-011-29056091-11 при измерении активной и реактивной электрической энергии, указанные в таблице 2 (71 точка измерения).

2-й уровень - измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее- УСПД) типа RTU-325 (Рег. № 37288-08), RTU-325T (Рег. № 44626-10), RTU-327 (Рег. № 41907-09), устройство синхронизации системного времени типа УССВ-2 (Рег. № 54074-13), каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер HP Proliant BL460 Gen8c установленным программным обеспечением «АльфаЦЕНТР», локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее измерительная информация поступает на сервер, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных сервера. С помощью программного обеспечения «АльфаЦентр» формируются макеты в формате xml (80020, 51070), АСКП и xls. Далее на ИВК или АРМ энергосбытовой компании отчеты XML подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по выделенному каналу связи сети Ethernet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-2, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и синхронизирующим собственное время по сигналам времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Часы УСПДа синхронизированы со временем УССВ-2, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении времени часов УСПД и УССВ-2 на ± 1 с. Сличение времени часов УСПД с временем часов сервера происходит при каждом опросе, при расхождении времени часов УСПД с временем часов сервера на ± 1 с выполняется их корректировка. Сличение времени часов счетчиков с временем часов УСПД происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов УСПД на ± 2 с выполняется их корректировка.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сут.
Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее - ПО) «Альфа ЦЕНТР» (Версия не ниже 14.05.02)

Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 - средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты-разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее - ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала					Вид элект-роэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ГПП 110/6кВ "Вентиляторная" ОРУ-110кВ, 1Щ, ввод №1-110кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 26452-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11	УСПД RTU-325, Рег. № 37288-08	УССВ-2, Рег. № 54074-13	Активная/Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
2	ГПП 110/6кВ "Вентиляторная" ОРУ-110кВ, 2СШ, ввод №2-110кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 200/5 КТ 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 26452-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11	УСПД RTU-325, Рег. № 37288-08	УССВ-2, Рег. № 54074-13	Активная/Реактивная
3	ГПП 110/6/0,4кВ "Вентиляторная" 1СШ 6кВ, яч. №4	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
4	ГПП 110/6/0,4кВ "Вентиляторная" 2СШ 6кВ, яч. №16	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 КТ 0,5 Рег. № 32139-06	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
5	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч.4	ТПФМ-10 400/5 КТ 0,5 Рег. № 814-53	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
6	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 5	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
7	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 6	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
8	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 7	ТПОЛ-10 У3 600/5 КТ 0,5S Рег. № 51178-12	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
9	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 8	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-59	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
10	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 11	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
11	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 12	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	ЗНОЛ.06 (6000:√3/100:√3) КТ 0,2 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
12	БТЭЦ-10 ГРУ-6 яч. 20	ТПОЛ-10 У3 600/5 КТ 0,5S Рег. № 51178-12	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			
13	БТЭЦ-10 ГРУ-6 яч. 21	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
14	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 22	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04	УСИД RTU-325, Пер. № 37288-08		
15	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 23	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
16	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 24	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
17	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 27	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
18	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 34	ТПОЛ-10 УЗ 600/5 КТ 0,5S Пер. № 51178-12	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
19	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 45	ТПОФ 600/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
20	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 51	ТПОЛ-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
21	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 53	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
22	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 54	ТПОФ 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
23	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 59	ТПОЛ-10 600/5 КТ 0,5 Пер. № 1261-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 27524-04			
24	ГПП-1 110/6кВ "Дурьманы" ЗРУ-110кВ, 1СШ, линейный ввод №1-110кВ	ТВ 200/5 КТ 0,5 Пер. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			

УССВ-2, Пер. №54074-13

Активная/Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
25	ГПП-1 110/6кВ "Дурыманы" ЗРУ-110кВ, 2СШ, линейный ввод №2-110кВ	ТВ 200/5 КТ 0,5 Рег. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11	УСПД RTU-325, Рег. № 37288-08	УССВ-2, Рег. №54074-13	Активная/Реактивная
26	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" ОРУ-110кВ, 1СШ, линейный ввод №1-110кВ	TG145-420 200/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
27	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" ОРУ-110кВ, 2СШ, линейный ввод №2-110кВ	TG145-420 200/5 КТ 0,2S Рег. № 30489-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
28	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 3СШ 6кВ, яч.№24	ТПОЛ 10 1500/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
29	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 4СШ 6кВ, яч.№39	ТПОЛ 10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
30	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 1СШ 6кВ, яч.№4	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
31	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 2СШ 6кВ, яч.№16	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
32	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 4СШ 6кВ, яч.№35	ТПЛ-10 150/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
33	ГПП-2 110/6кВ "Калийная" 3СШ 6кВ, яч.№30	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 20186-00	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			
34	РП-9 6кВ РУ- 6кВ 1с.ш, яч.№2	ТПЛ-10-М 20/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-03	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 3185-11			
35	ГПП-1 110/6кВ "Сибирь" ЗРУ- 110кВ линейный ввод №1-110кВ	ТВ 200/5 КТ 0,5 Рег. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Рег. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
36	ГПП-1 110/6кВ "Сибирь" ЗРУ- 110кВ линейный ввод №2-110кВ	ТВ 200/5 КТ 0,5 Пер. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11	УСПД RTU-325, Пер. № 37288-08	УССВ-2, Пер. №54074-13	Активная/Реактивная
37	РП-3 «а», 6кВ РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч.№13	ТПЛ-10-М 200/5 КТ 0,5 Пер. № 22192-03	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
38	ГПП-1 110/6кВ "Ермаковская" ЗРУ-110кВ, 1СШ линейный ввод №1-110кВ	TG145-420 200/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
39	ГПП-1 110/6кВ "Ермаковская" ЗРУ-110кВ, 2СШ линейный ввод №2-110кВ	TG145-420 200/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-05	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
40	ГПП-2 110/6кВ "Заполье" ЗРУ- 110кВ, 1СШ линейный ввод №1-110кВ	ТВ (200/5 КТ 0,5 Пер. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
41	ГПП-2 110/6кВ "Заполье" ЗРУ- 110кВ, 2СШ линейный ввод №2-110кВ	ТВ 200/5 КТ 0,5 Пер. № 19720-05	НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 14205-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
42	ГПП-3 110/6кВ "Пермяково" ЗРУ-110кВ, 1СШ линейный ввод №1-110кВ	ТАТ 200/5 КТ 0,2S Пер. № 29838-05	TVBs 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 29693-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
43	ГПП-3 110/6кВ "Пермяково" ЗРУ-110кВ, 2СШ линейный ввод №2-110кВ	ТАТ 200/5 КТ 0,2S Пер. № 29838-05	TVBs 110000/100 КТ 0,5 Пер. № 29693-05	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
44	РП-33 6 кВ РУ- 6кВ 2СШ, яч. №8	ТПЛ-10-М 50/5 КТ 0,5 Пер. № 22192-03	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
45	РП-33 6 кВ РУ- 6кВ 1СШ яч. №13	ТПЛ-10-М 50/5 КТ 0,5 Пер. № 22192-03	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
46	ГПП-2 110/6кВ "Заполье"; 4 С.Ш.6 кВ, яч. 4.3	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП) (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Пер. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	УСПД RTU-325, Пер. № 37288-08		
47	ГПП-2 110/6кВ "Заполье"; 3 С.Ш.6 кВ, яч. 3.10	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Пер. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
48	ГПП-2 110/6кВ "Заполье";4 С.Ш.6 кВ, яч. 4.12	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5 Пер. № 15128-07	ЗНОЛП (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Пер. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
49	ГПП-2 110/6кВ "Заполье";3 С.Ш.6 кВ, яч. 3.11	ТОЛ-10-I 400/5 КТ 0,5 Пер. № 15128-07	ЗНОЛП (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Пер. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
50	ПС 220/110/6кВ "Строгановская" Ввод-220кВ АТ1	SB 0,8 600/1 КТ 0,2S Пер. № 55006-13	ETH-220 УХЛ1 (220000:√3)/(100:√3) КТ 0,2 Пер. № 59981-16	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-325Т, Пер. № 44626-10		
51	ПС 220/110/6кВ "Строгановская" Ввод-220кВ АТ2	SB 0,8 600/1 КТ 0,2S Пер. № 55006-13	ETH-220 УХЛ1 (220000:√3)/(100:√3) КТ 0,2 Пер. № 59981-16	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
52	ГПП 110/6кВ "Карналлит" ЗРУ-110кВ, 1СШ линейный ввод №1-110кВ	TG 200/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	CPB 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11	RTU-327, Пер. № 41907-09	УССВ-2, Пер. № 54074-13	Активная/Реактивная
53	ГПП 110/6кВ "Карналлит" ЗРУ-110кВ, 2СШ линейный ввод №2-110кВ	TG 200/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	CPB 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
54	ГПП 110/6кВ "Минерал" ЗРУ- 110кВ 1СШ линейный ввод №1-110кВ	TG 150/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	CPB 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
55	ГПП 110/6кВ "Минерал" ЗРУ- 110кВ 2СШ линейный ввод №2-110кВ	TG 150/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	CPB 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
56	ГПП 110/6кВ "Минерал" ЗРУ- 6кВ 1СШ яч. №7	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
57	ГПП 110/6кВ "Минерал" ЗРУ- 6кВ 3СШ яч. №43	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	RTU-327, Пер. № 41907-09	УССВ-2, Пер. №54074-13	Активная/Реактивная
58	ГПП 110/6кВ "Рудник" ЗРУ- 110кВ, 1СШ линейный ввод №1-110кВ	TG 150/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1 S /0,2 Пер. № 31857-11			
59	ГПП 110/6кВ "Рудник" ЗРУ- 110кВ, 2СШ линейный ввод №2-110кВ	TG 150/5 КТ 0,2S Пер. № 30489-09	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1 S /0,2 Пер. № 31857-11			
60	ГПП 110/6кВ "Рудник" ЗРУ- 6кВ 2СШ яч. №4	ТПЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Пер. № 2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
61	ГПП 110/6кВ "Рудник" ЗРУ- 6кВ 4СШ яч. №26	ТПЛМ-10 300/5 КТ 0,5 Пер. № 2363-68	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
62	ГПП 110/6кВ "Рудник" ЗРУ- 6кВ 4СШ яч. №28	ТПЛ-10-М 100/5 КТ 0,5 Пер. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 20186-05	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
63	ГПП 110/10/6кВ "Резвухино"; ЗРУ-110кВ ввод-110 кВ Т1	ТВ-110 300/5 КТ 0,5S Пер. № 20644-03	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
64	ГПП 110/10/6кВ "Резвухино"; ЗРУ-110кВ ввод-110 кВ Т2	ТВ-110 300/5 КТ 0,5S Пер. № 20644-03	СРВ 72-800 110000/100 КТ 0,2 Пер. № 15853-06	Альфа А1800 КТ 0,1S/0,2 Пер. № 31857-11			
65	РП-2 6кВ РУ-6кВ 1СШ яч. №12	ТЛК-10 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 9143-06	ЗНОЛ.06 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 3344-04	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			
66	ГПП «Карналлит» ЗРУ-6 кВ, 2 С.Ш., яч.№18	ТОЛ-10-1 400/5 КТ 0,5S Пер. № 15128-07	ЗНОЛП (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Пер. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
67	ГПП «Карналлит» ЗРУ-6 кВ, 3 С.Ш., яч.№55	ТОЛ-10-И 200/5 КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП (6000:√3/100:√3) КТ 0,5 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327, Рег. № 41907-09	УССВ-2, Рег. №54074-13	Активная/Реактивная
68	РП-2 6кВ РУ- 6кВ 2СШ яч. №23	ТЛК-10 1000/5 КТ 0,5 Рег. № 9143-06	ЗНОЛ.06 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 3344-04	Альфа А1800 КТ 0,1 S /0,2 Рег. № 31857-11			
69	РП-2 ввод №1 РУ-0,4кВ собственных нужд	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5S Рег. № 15174-06	-	Альфа А1800 КТ 0,2 S /0,5 Рег. № 31857-11			
70	РП-2 ввод №2 РУ-0,4кВ собственных нужд	ТОП-0,66 100/5 КТ 0,5S Рег. № 15174-06	-	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			
71	РП-1 6кВ ЗРУ-6кВ 2СШ яч. №10	ТПЛ-10-М 100/5 КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) Uном, ток (0,01-1,2) Iном, 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк, допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 65 °С, УСПД RTU-325Т от 0 до плюс 50 °С, УСПД RTU-325 от 0 до плюс 70 °С, УСПД RTU 327 от 1 до 50 °С, сервера от 10 до 25 °С приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 5 до 30 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, ($\pm d$), %							
		$d_{I(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,2,24,25, 35,36,40, 41	0,5	5,4	2,5	2,9	1,5	2,2	1,2	2,2	1,2
	0,8	2,9	4,4	1,6	2,4	1,2	1,8	1,2	1,8
	1	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.	0,9	Не норм.
3,4,13-17, 19-23, 28-34,37, 44,45,48, 49,56,57, 60-62,65, 68, 71	0,5	-	-	5,4	2,6	3,0	1,6	2,2	1,4
	0,8	-	-	2,9	4,5	1,6	2,6	1,3	2,1
	1	-	-	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	1,0	Не норм.

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, ($\pm d$), %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
5-7,9-11	0,5	-	-	5,3	2,5	2,7	1,5	1,9	1,2
	0,8	-	-	2,8	4,4	1,5	2,4	1,1	1,8
	1	-	-	1,8	Не норм.	0,9	Не норм.	0,7	Не норм.
8	0,5	5,3	2,6	2,8	1,5	1,9	1,2	1,9	1,2
	0,8	2,8	4,4	1,5	2,5	1,1	1,8	1,1	1,8
	1	1,8	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
12,18,46,4 7,66,67	0,5	5,5	3,3	3,0	1,7	2,2	1,4	2,2	1,4
	0,8	2,9	4,9	1,6	2,7	1,3	2,1	1,3	2,1
	1	1,9	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.	1,0	Не норм.
26,27, 42,43	0,5	2,3	1,3	1,6	1,0	1,5	0,9	1,5	0,9
	0,8	1,4	2,0	1,0	1,5	0,9	1,3	0,9	1,3
	1	1,1	Не норм.	0,8	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
38,39,52- 55,58,59	0,5	2,0	1,2	1,2	0,8	1,0	0,7	1,0	0,7
	0,8	1,2	1,8	0,8	1,2	0,6	1,0	0,6	1,0
	1	1,0	Не норм.	0,6	Не норм.	0,5	Не норм.	0,5	Не норм.
50,51	0,5	2,2	1,5	1,4	1,2	1,2	1,1	1,2	1,1
	0,8	1,4	2,1	1,0	1,7	0,9	1,4	0,9	1,4
	1	1,2	Не норм.	0,8	Не норм.	0,8	Не норм.	0,8	Не норм.
63,64	0,5	5,3	2,4	2,7	1,3	1,9	1,0	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
69,70	0,5	5,3	2,6	2,8	1,6	1,9	1,3	1,9	1,3
	0,8	2,8	4,4	1,6	2,5	1,2	1,9	1,2	1,9
	1	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,8	Не норм.	0,8	Не норм.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$; приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номер ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, ($\pm d$), %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,2,24,25, 35,36,40, 41	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
3,4,13-17, 19-23, 28-34,37, 44,45,48, 49,56,57, 60-62,65, 68, 71	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, ($\pm d$), %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
5-7,9-11	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
8	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
12,18,46,4 7,66,67	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
26,27, 42,43	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
38,39,52- 55,58,59	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
50,51	0,5	2,0	1,3	1,3	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8
	0,8	1,3	1,8	0,8	1,3	0,6	1,0	0,6	1,0
	1	1,0	Не норм.	0,6	Не норм.	0,5	Не норм.	0,5	Не норм.
63,64	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.
69,70	0,5	5,3	2,5	2,8	1,4	1,9	1,1	1,9	1,1
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,1	1,6	1,1	1,6
	1	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,7	Не норм.	0,7	Не норм.

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03

среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 90\,000$ ч,

счетчики электрической энергии multifunctional Альфа А1800

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 120\,000$ ч,

ЦУСПД RTU-327

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 100\,000$ ч,

УСПД RTU-325

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 120\,000$ ч,

УСПД RTU-325Т

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 85\,000$ ч,

трансформатор тока (напряжения)

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 40 \cdot 10^5$ ч,

сервер

среднее время наработки на отказ, не менее, $T_{ср} = 150\,000$ ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках УСПД и сервере;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;

фактов пропадания напряжения;

фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчике (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	TG (модификация TG 145 N)	18 шт.
	SB 0,8	6 шт.
	ТАТ	6 шт.
	TG145-420 (модификация TG145 N)	12 шт.
	ТВ (модификация ТВ-110)	18 шт.
	ТВ-110	6 шт.
	ТЛК-10 (модификация ТЛК-10-5У3)	4 шт.
	ТОЛ-10-I (модификация ТОЛ-10-I-1)	6 шт.
	ТОЛ-10-I (модификация ТОЛ-10-I-2)	4 шт.
	ТОЛ-10-I (модификация ТОЛ-10-I-5)	2 шт.
	ТОЛ-СЭЩ-10	4 шт.
	ТОП-0,66	6 шт.
	ТПЛ-10	12 шт.
	ТПЛ-10-М	12 шт.
	ТПЛМ-10	4 шт.
	ТПОЛ 10	4 шт.
	ТПОЛ-10	16 шт.
	ТПОЛ-10 У3	6 шт.
	ТПОФ	14 шт.
ТПФМ-10	2 шт.	
ТФЗМ-110Б-1У1	6 шт.	
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800 (модификации А1801 RAL-P4GB-DW-4, А1802 RAL-P4GB-DW-4)	22 шт./30 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	19 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП (модификация ЗНОЛП-6У2)	12 шт.
	НКФ-110-57	24 шт.
	СРВ 72-800 (модификация СРВ 123)	30 шт.
	TVBs (модификация TVBs 123)	6 шт.
	ЕТН-220 УХЛ 1	6 шт.
	ЗНОЛ.06	6 шт.
	ЗНОЛ.06 (модификация ЗНОЛ.06-6У3)	3 шт.
	НАМИ-10-95УХЛ2	7 шт.
	НКФ-110	6 шт.
	НТМИ-6	2 шт.
	НТМИ-6-66	10шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	5шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1 шт.
Основной сервер	HP Proliant BL460 Gen8	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	17 шт.
Документация		
Методика поверки	МП 4222-26-7714348389-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-26-7714348389-2017	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-26-7714348389-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПАО «Уралкалий», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 07.06.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05. 2006 г.;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09. 2004 г.;

- УСПД RTU-325 в соответствии с документом "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки", утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

- УСПД RTU-327 в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- УСПД RTU-325T в соответствии с документом «Устройства сбора и передача данных RTU-325H и RTU-325M . Методика поверки ДЯИМ.466215.005 МП», утверж-денным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

-УССВ-2 в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.

- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих кодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии ПАО «Уралкалий».

Свидетельство об аттестации № 211/RA.RU. 311290/2015/2017 от 25.05. 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ПАО «Уралкалий»

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

ГОСТ 8596-2002 ГСИ Метрологическое обеспечение измерительных систем Основные положения

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: (495) 230-02-86

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса,134, г. Самара

Телефон: (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.