

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго» (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, 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 Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее - УССВ) и программное обеспечение (далее - ПО) АльфаЦентр.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух 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, с учетом коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН, 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов. ИВК АИИС КУЭ в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при

расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

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 АльфаЦентр версии 15.4, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО АльфаЦентр 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 АльфаЦентр.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные 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 электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.15	РП-3, КРУН-6 кВ, 1 с. ш. 6 кВ, яч. 6	ТОЛ-10 УХЛ 2.1 Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛ.06-6-У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
1.16	РП-3, КРУН-6 кВ, 2 с. ш. 6 кВ, яч. 9	ТОЛ-10 УХЛ 2.1 Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛ.06-6-У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
1.17	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-3 6 кВ, яч. 2	ТОЛ-10-І-2 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
1.18	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-3 6 кВ, яч. 19	ТОЛ-10-І-2 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	ЗНОЛП-6 У2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
1.20	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-4 6 кВ, яч. 11	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАЛИ-СЭЩ-6-3 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
1.19	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-4 6 кВ, яч. 12	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАЛИ-СЭЩ-6-3 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.21	ПС 35/6/6 кВ Дизельная, КРУН-35 кВ, 2 с. ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Северное Сияние - Дизельная-1 (Существующая ВЛ-4)	ТОЛ-СЭЩ-35-02 Кл. т. 0,5S 1000/5	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.22	ПС 35/6/6 кВ Дизельная, КРУН-35 кВ, 1 с. ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Северное Сияние - Дизельная-2 (Существующая ВЛ-3)	ТОЛ-СЭЩ-35-02 Кл. т. 0,5S 1000/5	НАЛИ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.23	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-35 кВ, 1 с. ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Северное Сияние - Турбинная-1 (Существующая ВЛ-1)	ТОЛ-СЭЩ-35-IV-04 Кл. т. 0,5S 600/5	НАМИ-35 УХЛ Кл. т. 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.24	ПС 35/6/6 кВ Турбинная, КРУН-35 кВ, 2 с. ш. 35 кВ, ВЛ-35 кВ Северное Сияние - Турбинная-2 (Существующая ВЛ-2)	ТОЛ-СЭЩ-35-IV-04 Кл. т. 0,5S 600/5	НАМИ-35 УХЛ Кл. т. 0,5 35000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.25	РП 6 кВ Центральная, КРУН-1 6 кВ, 1 с. ш. 6 кВ, яч. 40	ТШЛ-СЭЩ-10-01 Кл. т. 0,5S 2000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.26	РП 6 кВ Центральная, КРУН-1 6 кВ, 2 с. ш. 6 кВ, яч. 43	ТШЛ-СЭЩ-10-01 Кл. т. 0,5S 2000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.27	РП 6 кВ Центральная, КРУН-2 6 кВ, 3 с. ш. 6 кВ, яч. 45	ТШЛ-СЭЩ-10-01 Кл. т. 0,5S 2000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
1.28	РП 6 кВ Центральная, КРУН-2 6 кВ, 4 с. ш. 6 кВ, яч. 47	ТШЛ-СЭЩ-10-01 Кл. т. 0,5S 2000/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.1	ГТЭС, КРУН-1 6 кВ, 1 с. ш., яч. 11, Ввод-1 Т1	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.2	ГТЭС, КРУН-1 6 кВ, 1 с. ш., яч. 3	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.3	ГТЭС, КРУН-1 6 кВ, 2 с. ш., яч. 12, Ввод-1 Т2	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.4	ГТЭС, КРУН-2 6 кВ, 3 с. ш., яч. 31, Ввод-2 Т1	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.5	ГТЭС, КРУН-2 6 кВ, 4 с. ш., яч. 32, Ввод-2 Т2	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.6	ГТЭС, КРУН-2 6 кВ, 4 с. ш., яч. 24	ТЛК-СТ-10 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.7	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-3, яч. 5, Ввод Т3	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	ЗНОЛ.06-6-У3 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.1Г	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-1, яч. 1	ТОЛ-10-І-1 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
2.2Г	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-1, ТСН Г-1, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66-1 У2 Кл. т. 0,5S 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,7
2.3Г	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-2, яч. 1	ТОЛ-10-І-1 У2 Кл. т. 0,5S 1500/5	НАМИТ-10 УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.4Г	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-2, ТСН Г-2, ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66-1 У2 Кл. т. 0,5S 100/5	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±0,8	±2,9
						реактивная	±2,2	±4,7
2.5Г	ГТЭС, КРУ-6 кВ Г-3, яч. 4	ТЛШ-10-У3 Кл. т. 0,5S 3000/5	НОЛ.08 6-УТ 2 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.1	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 2 с. ш., яч. 1	ТОЛ-10-І-1 У2 Кл. т. 0,5S 2000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.2	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 1 с. ш., яч. 16	ТОЛ-10-І-1 У2 Кл. т. 0,5S 2000/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.1Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 10 (Г-1)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.2Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 11 (Г-2)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.3Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 12 (Г-3)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.4Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 13 (Г-4)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.5Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 4 (Г-5)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.6Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 5 (Г-6)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.7Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 6 (Г-7)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8
3.8Г	ТЭС-14, РУ-6 кВ, 2 с.ш., яч. 7 (Г-8)	ТОЛ-10-І-6 Кл. т. 0,5S 200/5	ЗНОЛ.06-6 У3 Кл. т. 0,5 6300:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,7	±4,8

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 для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 36 от 0 до 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	36
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
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 БД °С	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 +70 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УХЛ 2.1	47959-11	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-2У2	47959-11	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10-21 У2	51623-12	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-02	51623-12	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-ІV-04	51623-12	6
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10-01	51624-12	12
Трансформатор тока	ТЛК-СТ-10	58720-14	13
Трансформатор тока	ТЛШ-10-У3	64182-16	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-1 У2	47959-11	12
Трансформатор тока	ТОП-0,66-1 У2	47959-11	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І-6	47959-11	24
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6-У3	3344-08	15

Окончание таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6 У2	23544-02	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6-3	51621-12	2
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-35	51621-12	2
Трансформатор напряжения	НОЛ.08 6-УТ 2	3345-09	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ	19813-05	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	5
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10 УХЛ2	16687-97	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	28
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	36697-12	2
Программное обеспечение	АльфаЦентр	-	1
Методика поверки	МП 206.1-211-2016	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-211-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2016 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 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01 - 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.;
- 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» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.08 - 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.;
- 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%;
- миллиторесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

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) АО «Салехардэнерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Салехардэнерго»

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

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Телефон: (4922) 423-162, 222-162, 222-163; Факс: (4922) 423-162

E-mail: post@orem.su

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: (495) 437-55-77/(495)437-56-66

E-mail: office@vniims.ru; Web-сайт: 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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.