

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «Лучегорский угольный разрез»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «Лучегорский угольный разрез» предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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 функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ,
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ,
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-01, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С-03 (модификации МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-2ТС-Н, МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RG-1Т-Н класса точности 0,2S/0,5 и МИР С-03.05D-EQTLBMN-RG-1Т-Н класса точности (КТ) 0,5S/1) в ГР № 42459-12 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (24 точки измерения). В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 .

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя контроллер типа МИР КТ-51М (ГР № 38099-10), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя сервер сбора и хранения базы данных HP ProLiant DL380 G7 с установленным программным обеспечением (ПО) ПК «Учет энергоресурсов», устройство синхронизации системного времени - радиочасы МИР РЧ-02 (ГР № 46656-11), 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 фазные 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. Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 1-15 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы контроллера, где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к контроллеру устройствам. Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК № 16-24 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает по проводным линиям на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов и передача информации в АО «АТС», филиал ПАО «ДЭК» «Дальэнергосбыт», филиал ОАО «СО ЕЭС» Приморское РДУ, филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети и прочим заинтересованным организациям в рамках регламента ОРЭМ по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, квар·ч) передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной цифровой подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени - радиочасов МИР-РЧ-02, принимающих 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. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера, сличение времени ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. Коррекция часов контроллера проводится при расхождении часов контроллера и часов сервера БД более чем на ± 1 с, погрешность синхронизации не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов контроллера с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, контроллера и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК используется программное обеспечение (ПО) «Учет энергоресурсов».

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПО «Учет энергоресурсов»
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ. MirServsbor.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	7d30b09bbf536b7f45db352b0c7b7023
Идентификационное наименование ПО	Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. EnergyRes.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.5
Цифровой идентификатор ПО	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc
Идентификационное наименование ПО	Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ MirReaderSetup.msi
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.9.0
Цифровой идентификатор ПО	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

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

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

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

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 измерительные каналы АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/6 кВ «Насосная» РУ 6 кВ Ф.3 Склад ВВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 ф.А № 12002-14 ф.С № 11973-14 Ктт =300/5 КТ 0,5S	НТМИ-6-66 ф.А,В,С № 1259 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG-1Т-Н №34251316074262 КТ 0,2S/0,5	МИР КТ-51М, зав. № 1607104	МИР РЧ- 02 зав. № 04003	Активная Реактивная
2	ПС 110/6 кВ «Насосная» РУ 6 кВ Ф.4 Склад ВВ	ГОЛ-СЭЩ-10-11 ф.А № 11974-14 ф.С № 11982-14 Ктт=300/5 КТ 0,5S	НТМИ-6 ф.А,В,С № 2307 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RG-1Т-Н №34251316074263 КТ 0,2S/0,5			
3	ПС 110/10/6кВ «Разрез» РУ-6кВ Ф-5. Склад ВВ	ТЛО-10 ф.А № 6122 ф.С № 6108 Ктт=200/5 КТ 0,5 S	НТМИ-6-66 ф.А,В,С № 5150 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н № 40282016074278 КТ 0,2S/0,5			
4	ПС 110/10/6кВ «Разрез» РУ-6кВ Ф-6. Угольный разрез	ТЛО-10 ф.А № 6062 ф.С № 6061 Ктт=200/5 КТ 0,5S	НТМИ-6-66 ф.А,В,С № 5150 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н № 40282016074279 КТ 0,2S/0,5			
5	ПС 110/10/6кВ «Разрез» РУ-6кВ Ф-15 Угольный разрез	ТЛО-10 ф.А № 6307 ф.С № 6328 Ктт=400/5 КТ 0,5S	НТМИ-6-66 ф.А,В,С № 5150 Ктн=6000/1005 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н № 40282016074280 КТ 0,2S/0,5			
6	ПС 110/10/6кВ «Разрез» РУ-6 кВ Ф-17 Угольный разрез.	ТЛО-10 ф.А № 6316 ф.С № 6370 Ктт=400/5 КТ 0,5S	НОМ-6-77 УХЛ4 ф.А,В,С № 83/69 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №4028244016074281 КТ 0,2S/0,5			
7	ПС 110/10/6кВ «Разрез» ЗРУ 6кВ Ф-18 Угольный разрез	ТЛО-10 ф.А № 6320 ф.С № 6347 =400/5 КТ 0,5S	НОМ-6-77 УХЛ4 ф.А,В,С № 83/69 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074282 КТ 0,2S/0,5			
8	ПС 110/10/6кВ «Разрез» ЗРУ 6кВ Фидер 22 Угольный разрез	ТЛО-10 ф.А № 6300 ф.С № 6311 Ктт=400/5 КТ 0,5S	НОМ-6-77 УХЛ4 ф.А,В,С № 83/69 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074283 КТ 0,2S/0,5			
9	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» Ввод Т-1 6кВ	ТПК-10 ф.А № 00327 ф.С № 00502 Ктт=1500/5 КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С №547 Ктн=6000/100	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074284 КТ 0,2S/0,5	МИР КТ-51М, зав. № 1607103		
10	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» Ввод Т-2 6кВ	ТПК-10 ф.А № 00332 ф.С № 00326 Ктт=1500/5 КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С №637 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074285 0,2S/0,5			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» ВЛ-35кВ Тяговая 1	SB-08 ф.А № 07-016979 ф.С № 07-016985 Ктт=300/5 КТ 0,5	ЗНОМ-35 ф.А № 1338423 ф.В № 1190670 ф.С № 1190754 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074286 КТ 0,2S/0,5	МИР КТ-51М, зав. № 1607103	МИР РЧ- 02 зав. № 04003	Активная Реактивная
12	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» ВЛ-35кВ Тяговая 2	SB-08 ф.А № 07-016980 ф.С № 07-016978 Ктт=300/5 КТ 0,5	ЗНОМ-35-65 ф.А №1190762 ф.В №1190802 ф.С №1190748 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074287 КТ 0,2S/0,5			
13	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» ВЛ-35кВ Юго- Западная - Горная - Центральная	SB-08 ф.А № 7016982 ф.С № 7016984 Ктт=300/5 КТ 0,5	ЗНОМ-35-65 ф.А, 1338423 ф.В 1190670 ф.С 1190754 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074288 КТ 0,2S/0,5			
14	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» ВЛ-35кВ Юго- Западная - Центральная	SB-08 ф.А № 7016983 ф.С № 7016981 Ктт=300/5 КТ 0,5	ЗНОМ-35-65 ф.А №1190762 ф.В № 1190802 ф.С № 1190748 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074289 КТ 0,2S/0,5			
15	ПС 110/35/6кВ «Надаровская» ЗРУ 6 кВ Ф-26 ст. Лучегорск	ТПЛМ-10 ф.А № 80098 ф.С № 80086 Ктт=50/5 КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С № 637 Ктн=6000/100 КТ 0,5	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-2ТС-Н №40282016074290 КТ 0,2S/0,5			
16	АБК Ввод №1- 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А № 09899 ф.С № 09906 ф.С № 09930 Ктт=200/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RR-2ТС-Н №39343716074267 КТ 0,5S/1	,		
17	АБК Ввод №2- 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А № 37206 ф.В № 48052 ф.С № 37966 Ктт=200/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RR-2ТС-Н №39343716074268 КТ 0,5S/1			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
18	ИП Ермоленко И.В. - 0,4 кВ	Т-0,66 М УЗ ф.А № 470682 ф.В № 470676 ф.С № 470679 Ктт=300/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG- 1Т-Н №39343716074270 КТ 0,5S/1	МИР РЧ- 02 зав. № 04003	Активная Реактивная	
19	ООО «Экомет-Т» Ввод №1 ТМ-1 - 0,4 кВ	Т-0,66 УМЗ ф.А № 639021 ф.В № 639022 ф.С № 639020 Ктт=2000/5 КТ 0,5S	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074271 КТ 0,5S/1			
20	ООО «Экомет-Т» Ввод №2 ТМ-2-- 0,4 кВ	Т-0,66 УМЗ ф.А № 636932 ф.В № 636933 ф.С № 0636934 Ктт=2000/5 КТ 0,5S	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074272 КТ 0,5S/1			
21	ИП Зарянко Т.Д. (Лучегорский Хлебозавод)- 0,4 кВ	ТТИ-40 ф.А № Е7771 ф.С № 7751 Ктт=300/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074264 КТ 0,5S/1			
22	ООО «Тек Ко ЛТД»- 0,4 кВ»	Т-0,66 М УЗ ф.А № 021541 ф.В № 021542 ф.С № 021543 Ктт=200/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074269 КТ 0,5S/1			
23	ООО «Алькор»-1- 0,4 кВ	ТТИ-30 ф.А № 135440 ф.В № 135428 ф.С № 135430 Ктт=200/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074266 КТ 0,5S/1			
24	ООО «Алькор»-2- 0,4 кВ	ТТИ-30 ф.А № S17048 ф.В № S17043 ф.С № S17045 Ктт=200/5 КТ 0,5	-	МИР С-03.05 D - EQTLBMN-RG-1Т-Н №39343716074265 КТ 0,5S/1			

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), ток (0,01-1,2) Ином для ИК №1-15,19,20 и ток (0,05-1,2) Ином для ИК №16-18,21-24; 0,5 инд.≤cos φ≤0,8 емк; допускаемая температура окружающей среды для трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 55°С, для контроллера от минус 40 до 55 °С и сервера от 10 до 30 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 10 до 30 °С.

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

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии в рабочих условиях, %							
		$d_{1(2)}\%,$ $I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$		$d_5\%,$ $I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$		$d_{20}\%,$ $I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$		$d_{100}\%,$ $I_{100}\% \leq I_{изм} < I_{120}\%$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1-8	0,5	±5,4	±2,8	±3,0	±1,7	±2,2	±1,2	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,5	±1,6	±2,74	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
9-15	0,5	±5,4	±2,5	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,8	±2,8	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±0,9	Не норм
16-18, 21-24	0,5	-	-	±5,4	±2,6	±2,7	±1,6	±1,9	±1,3
	0,8	-	-	±2,8	±4,4	±1,5	±2,4	±1,1	±1,8
	1	-	-	±1,7	Не норм	±1,0	Не норм	±0,8	Не норм
19,20	0,5	±2,2	±1,9	±1,4	±1,3	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
	0,8	±1,6	±2,2	±0,9	±1,7	±0,7	±1,2	±0,7	±1,2
	1	±1,4	Не норм	±0,7	Не норм	±0,6	Не норм	±0,6	Не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (0,01-1,2) $I_{ном}$ для ИК №1-15,19, 20 и ток (0,05-1,2) $I_{ном}$ для ИК №16-18, 21-24; $\cos\varphi=0,9$ инд; температура окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ приведены в таблице 4.

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

Номер ИК	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, %							
		$d_{1(2)}\%,$ $I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$		$d_5\%,$ $I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$		$d_{20}\%,$ $I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$		$d_{100}\%,$ $I_{100}\% \leq I_{изм} < I_{120}\%$	
		A	P	A	P	A	P	A	P
1-8	0,5	±5,4	±2,8	±3,0	±1,7	±2,2	±1,4	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,5	±1,6	±2,7	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±0,9	Не норм	±1,0	Не норм
9-15	0,5	±5,4	±2,6	±3,0	±1,6	±2,2	±1,4	±2,2	±1,4
	0,8	±2,9	±4,5	±1,6	±2,5	±1,3	±2,0	±1,3	±2,0
	1	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,0	Не норм	±1,0	Не норм
16-18, 21-24	0,5	-	-	±5,4	±3,3	±2,8	±2,6	±2,1	±2,4
	0,8	-	-	±2,9	±4,9	±1,6	±3,2	±1,3	±2,8
	1	-	-	±1,8	Не норм	±1,1	Не норм	±1,4	Не норм
19,20	0,5	±2,3	±2,8	±1,7	±2,4	±1,2	±2,3	±1,2	±2,3
	0,8	±1,7	±3,1	±1,1	±2,8	±0,9	±2,5	±0,9	±2,5
	1	±1,5	Не норм	±0,9	Не норм	±0,8	Не норм	±1,4	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

электросчётчик МИР С-03

- среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч,
- средний срок службы не менее 30 лет,

сервер

- среднее время наработки на отказ не менее 1 700 000 ч,

контроллер МИР КТ-51М

- среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч,
- средний срок службы не менее 12 лет,

радиочасы МИР РЧ-02

- среднее время наработки на отказ не менее 55 000 ч,
- средний срок службы не менее 12 лет.

- время готовности радиочасов к работе после включения напряжения питания (“холодный старт”) не более 5 минут.

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, контроллере и сервере;

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

- передача данных по электронной почте с электронной подписью XML 80020,

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;

- фактов пропадания напряжения;

- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчике (функция автоматизирована);

- контроллере (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии МИР - время хранения срезов мощности-128 суток;

-контроллер - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу не менее 45 суток и при отключении питания не менее 5 лет;

ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Номер в Гос.реестре средств измерений	Количество
1	2	3
Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03, модификации : МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-2ТС-Н, КТ 0,2S/0,5 МИР С-03.02Т-EQTLBMN- RG-1Т-Н, 0,2S/0,5 МИР С-03.05D-EQTLBMN-RG-1Т-Н, КТ 0,5S/1	42459-12	13 шт. 2 шт. 9 шт.
Трансформатор тока ТОЛ СЭЩ-10-11, КТ 0,5	32139-11	4 шт.
Трансформатор тока ТЛО-10 , КТ 0,5S	25433-11	14 шт.
Трансформатор тока ТПК-10, КТ 0,2S	22944-13	4 шт.
Трансформатор тока SB -0.8 , КТ 0,5	55006-13	8 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10, КТ 0,5 S	2363-68	2 шт.
Трансформатор тока ТТИ-0,66, КТ 0,5S	28139-12	3 шт.
Трансформатор тока ТТИ-30, КТ 0,5	28139-12	3 шт.
Трансформатор тока ТТИ-40, КТ 0,5	28139-12	3 шт.
Трансформатор тока Т-066, КТ 0,5	22656-07	15 шт.
Трансформатор тока ТОП-0,66, КТ 0,5	58386-14	3 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66, КТ 0,5	2611-70	1 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	51199-12	2 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,5	57274-14	3 шт.
Трансформатор напряжения НОМ-6-77 УХЛ4, КТ 0,5	17158-98	1 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ -35-65, КТ 0,5	912-07	6 шт.
Контроллер МИР-КТ-51М	38099-10	2 шт.
Сервер сбора и хранения БД типа HP ProLiant DL380 G7		1 шт.
Устройство синхронизации системного времени - радиочасы МИР РЧ-02	46656-11	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	-	3 шт.
Программное обеспечение ПК "Учет энергоресурсов»	-	1 шт.
Наименование документации		
Методика поверки МП 4222-01-2724070454-2016	-	1экз.
Формуляр ФО 4222-01-2724070454-2016	-	1экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-01-2724070454-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АО «Лучегорский угольный разрез». Методика поверки, утвержденному ФБУ "Самарский ЦСМ" 18.11.2016 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 электронные МИР С-03 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С-03». Методика поверки. М08.112.00.000 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» июле 2012 г.
- контроллер МИР КТ-51М в соответствии с документом «Контроллер МИР КТ-51М. Методика поверки. М07.111.00.000 МП, согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Омский ЦСМ» 24 декабря 2009 г.
- радиочасы МИР РЧ-02 в соответствии с документом «Радиочасы МИР РЧ-02». Методика поверки». М 09.117.00.000 МП;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 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, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии АО «Лучегорский угольный разрез», МВИ 4222-01-2724070454-2016. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 147/RA.RU 311290/2015/2016 от 07.11.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АО «Лучегорский угольный разрез»

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Электротехнические системы» (ООО «ЭТС»)
ИНН 2724070454

Адрес: 680014, г. Хабаровск, пер. Гаражный, 30А

Испытательный центр

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

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

Телефон: (846) 3360827

E-mail: smrcsm@saminfo.ru

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.