

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

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

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2, сервер, АРМ (автоматизированное рабочее место), а так же совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» - РДУ и другим субъектам оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- 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).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

УСПД, по проводным линиям связи и по каналам GSM считывает значения мощностей и текущие показания счетчиков, также в нём осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные 1 так, как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet (основной канал) или по сети GSM (резервный канал) опрашивает УСПД и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер, в автоматическом или ручном режиме 1 раз в сутки считывает из базы данных получасовые значения электроэнергии, формирует и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам.

АРМ считывают данные об энергопотреблении с сервера по сети Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят: устройство синхронизации времени УСВ-2 с встроенным приемником сигналов точного времени на основе глобальной системы позиционирования GPS, счетчики электроэнергии, УСПД, сервер.

Синхронизация времени УСПД от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с.

Точность хода часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СБД, ПО АРМ.

Программные средства СБД уровня ИВК включают операционную систему, сервисные программы, программы обработки текстовой информации (MS Office), ПО систем управления базами данных (СУБД) и ПО «Пирамида 2000».

Программные средства АРМ включают операционную систему, программы обработки текстовой информации (MS Office) и клиентское ПО «Пирамида 2000».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в ИВК АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного модуля ПО «Пирамида 2000»	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	CalcClients.dll	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	CalcLeagage.dll	
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	CalcLosses.dll	
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	Metrology.dll	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	ParseBin.dll	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	ParseIEC.dll	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ParseModbus.dll	
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	ParsePiramide.dll	
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	SynchroNSI.dll	
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	VerifyTime.dll	

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.
Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ГГ-1	ТПОФ 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 9503 Зав. № 95048 Зав. № 95050 Госреестр № 518-50	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3008 Госреестр № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089661 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
2	ГГ-2	ТПОФ 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 65799 Зав. № 65795 Зав. № 65793 Госреестр № 518-50	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 2984 Госреестр № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089675 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
3	ГГ-3	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 55175 Зав. № 55174 Зав. № 55173 Госреестр № 7069-07	НАМИ-10-95УХЛ2 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 3818 Госреестр № 20186-05	ЕА05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089669 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
4	Белореченская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110кВ "Белореченская ГЭС-Мартанская"	ТВГ-110 600/5 Кл. т. 0,2 Зав. № 63787 Зав. № 63788 Зав. № 63789 Госреестр № 22440-07	НКФ-110 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 6293 Зав. № 6302 Зав. № 6261 Госреестр № 26452-06	ЕА05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089672 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Белореченская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110кВ "Белореченская ГЭС - ДМ-8"	ТФЗМ123-П-I У3 600/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 01-9, 05-9 Зав. № 02-9, 04-9 Зав. № 03-9, 18-9 Госреестр № 49584-12	НКФ-123 ПХЛ-1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 8254 Зав. № 8255 Зав. № 8256 Госреестр № 49582-12	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089671 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
6	Белореченская ГЭС, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, СМВ-110кВ	ТФЗМ123-П-I У3 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 63791 Зав. № 63792 Зав. № 63793 Госреестр № 49584-12	НКФ-110 П У1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 6293 Зав. № 6302 Зав. № 6261 Госреестр № 26452-06, НКФ-123 ПХЛ-1 (110000/√3)/(100/√3) Кл. т. 0,5 Зав. № 8254 Зав. № 8255 Зав. № 8256 Госреестр № 49582-12	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089706 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
7	Белореченская ГЭС, ОРУ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Белореченская ГЭС-Рязанская 1"	ТФН-35 300/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 5867 Зав. № 5865 Госреестр № 664-51	НОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 730597 Зав. № 730645 Зав. № 730587 Госреестр № 187-49	EA05RAL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089797 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
8	Белореченская ГЭС, ОРУ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Белореченская ГЭС-Рязанская 2"	ТФН-35 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 14594 Зав. № 14770 Госреестр № 664-51	НОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 730597 Зав. № 730645 Зав. № 730587 Госреестр № 187-49	EA05RAL-B-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089803 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Белореченская ГЭС, ОРУ 35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ "Бело- реченская ГЭС- Бжедуховская"	ТВИ-35 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. № 150 Зав. № 151 Зав. № 152 Госреестр № 37159-08	НОМ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 730597 Зав. № 730645 Зав. № 730587 Госреестр № 187-49	A1805RALXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01229187 Госреестр № 31857-11	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
10	Белореченская ГЭС, КРУН-6кВ, СШ 6кВ, ввод 6 кВ ТМР-2	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 16715-13 Зав. № 17037-13 Зав. № 17195-13 Госреестр № 32139-11	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 8887 Госреестр № 20186-05	EA05RAL-B-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01089738 Госреестр № 16666-07	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
11	Белореченская ГЭС, КРУН-6кВ, СШ 6кВ, ввод 6 кВ ТМР-1	ТПОЛ-10М 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2061 Зав. № 2062 Госреестр № 37853-08	НАМИ-10-95УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 8887 Госреестр № 20186-05	A1805RALXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01260406 Госреестр № 31857-11	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
12	ПС 35/6 кВ "Го- ловное", ЗРУ-35/6кВ, 1 СШ 35 кВ, 1 СШ 6кВ, ВЛ 35 кВ ПС "Головное" - ПС "Майская"	ТПОЛ-10М 40/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2064 Зав. № 2063 Госреестр № 37853-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 997 Госреестр № 831-53	A1805RALXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01229169 Госреестр № 31857-11	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05
13	ПС 35/6 кВ "Го- ловное", ЗРУ-35/6кВ, 2 СШ 35 кВ, 2 СШ 6кВ, ВЛ 35 кВ ПС "Головное" - ПС "Очистные"	ТПОЛ-10М 75/5 Кл. т. 0,5 Зав. № 2083 Зав. № 2084 Госреестр № 37853-08	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 368 Госреестр № 831-53	A1805RALXQV -P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01229189 Госреестр № 31857-11	СИКОН С70 Зав. № 01021 Госреестр № 28822-05

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 6 – 8, 10 – 13 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
4 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	-	±1,8	±1,6	±1,5
	0,8	-	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,8	±1,7
	0,5	-	±2,9	±2,1	±2,0
5, 9 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,9	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 6 – 8, 10 – 13 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4
4 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±4,7	±4,3	±3,8
	0,8	-	±4,2	±3,6	±3,5
	0,7	-	±4,0	±3,5	±3,4
	0,5	-	±3,8	±3,3	±3,3
5, 9 (Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±7,4	±5,2	±4,6	±4,2
	0,8	±5,7	±4,5	±3,8	±3,8
	0,7	±5,0	±4,2	±3,6	±3,6
	0,5	±4,4	±3,9	±3,4	±3,4

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока: от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК № 5, 9; от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИК № 1 – 4, 6 – 8, 10 – 13;

- температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Таблице 3 погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до 40 °С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 7 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

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, сервере, АРМ;
- 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:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	3
2 Трансформатор тока измерительный	ТВИ-35	3
3 Трансформатор тока	ТОЛ-10	3
4 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
5 Трансформатор тока	ТПОЛ-10М	6
6 Трансформатор тока	ТПОФ	6
7 Трансформатор тока	ТФЗМ123-II-I УЗ	6
8 Трансформатор тока	ТФН-35	4
9 Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	1
10 Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	3
11 Трансформатор напряжения	НКФ-110	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
12 Трансформатор напряжения	НКФ-123 ПХЛ-1	6
13 Трансформатор напряжения	НОМ-35	3
14 Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
15 Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа	EA05RAL-B-3	2
16 Счетчик электрической энергии многофункциональный ЕвроАльфа	EA05RAL-B-4	7
17 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	4
18 Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	СИКОН С70	1
19 Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
20 Специализированное ПО	ПО «Пирамида-2000»	1
21 Методика поверки	МП 1866/551-2014	1
22 Паспорт – формуляр	М-ТКОР-4-13-1-ТРП	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1866/551-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2014 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- для УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 62-01.00203-2014 от 20 июня 2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

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

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

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли.

Изготовитель

ООО «Электрогазовая Компания», г. Москва

Адрес (юридический): 129085, Москва, Звездный бульвар, д.21, стр.3.

Тел.: +7 (495) 781-34-60.

Заявитель

ЗАО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ», г. Москва

Адрес (юридический): 123100 г. Москва, ул. Мантулинская, д. 18.

Тел.: +7 (499) 157-96-81.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию и
метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.