

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» февраля 2021 г. №185

Регистрационный № 66146-16

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящей из двадцати измерительных каналов (ИК).

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 37288-08 (Рег. № 37288-08), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УССВ-2 (Рег. № 54074-13), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) с установленным серверным программным обеспечением ПО «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

периодический (не реже одного раза 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 результатов измерений Коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измеренной информации, ее накопление и передача при помощи технических средств приема-передачи данных на верхний уровень системы (ИВК).

На верхнем уровне системы производится формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Формирование и передача данных участникам и инфраструктурным организациям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронной цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером БД по каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения электроэнергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя источник сигналов эталонного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ, часы УСПД, сервера БД и счетчиков. Шкала времени УСПД синхронизирована с шкалой времени УССВ-2, сличение один раз в час, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени более ± 1 с. УСПД осуществляет синхронизацию шкалы времени часов сервера БД и счетчиков. Сличение шкалы времени сервера БД и шкалы времени УСПД осуществляется при каждом обращении к УСПД, корректировка шкалы времени часов сервера БД осуществляется при расхождении с шкалой времени УСПД более ± 2 с. Сличение шкалы времени часов счетчиков с шкалой времени УСПД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени УСПД более ± 2 с.

Журналы событий УСПД, сервера БД и счетчиков отражают факты событий коррекции шкалы времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величину коррекции шкалы времени, на которое было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, УСПД, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР» (ПО «АльфаЦЕНТР»).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1.1	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Венера	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13
1.2	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Вега	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.3	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Ярославская	SAS 245 кл.т 0,2 Ктт = 600/5 Рег. № 25121-03	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.4	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря I цепь	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.5	Угличская ГЭС, ВЛ 220 кВ, Угличская ГЭС - Заря II цепь	ТФЗМ 220Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	VCU-245 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37847-08	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
1.14	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г1Г	ТЛШ-15 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL-P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1.15	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Г2Г	ТЛШ-15 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE 17.5 кл.т 0,2 К _{ТН} = (13800/√3)/(100/√3) Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13
1.40	Угличская ГЭС, ГРУ 13,8 кВ Р3Т	ТПОЛ20 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 5716-76	ЗНОЛ-ЭК-15М2 кл.т 0,5 К _{ТН} = (15000/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.1	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 1	SAS 245 кл.т 0,2 К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU 325 Рег. № 37288-08, УССБ-2 Рег. № 54074-13
3.2	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Пошехонье № 2	SAS 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.3	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Сатурн	SAS 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.4	Рыбинская ГЭС, ВЛ-220 кВ Рыбинская ГЭС - Венера	SAS 245 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1200/5 Рег. № 25121-07	TEMP 245 кл.т 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 25474-03	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.5	Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 1	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 79525-20	НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 76883-19	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
			НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3.6	Рыбинская ГЭС, ВЛ 110 кВ Щербаковская 2	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 79525-20	НКФ-110-II-Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 76883-19 НКФ-110-57 Y1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 14205-94	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU 325 Рег. № 37288-08, УСЦБ-2 Рег. № 54074-13
3.10	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 1Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16	UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.11	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 2Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47957-11	UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 25475-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.12	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 3Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.13	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 4Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 64182-16	UGE 17.5 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 55007-13	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.14	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 5Г	ТШЛ-20 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3.15	Рыбинская ГЭС, ЗРУ 13,8 кВ 6Г	ТШЛ-20-1 кл.т 0,2S Ктт = 4000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ-ЭК-15 кл.т 0,2 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 47583-11	A1802RAL- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1.14, 1.15, 3.2 - 3.4, 3.10, 3.11, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±0,9	±0,5	±0,4	±0,4
	0,9	±1,0	±0,6	±0,5	±0,5
	0,8	±1,1	±0,8	±0,6	±0,6
	0,5	±1,8	±1,3	±1,0	±1,0
1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	-	±2,2	±1,2	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,0
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,2
	0,8	-	±2,8	±1,6	±0,6
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
1.3, 3.1, 3.12, 3.13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	±0,9	±0,5	±0,4
	0,9	-	±1,0	±0,6	±0,5
	0,8	-	±1,2	±0,7	±0,6
	0,5	-	±2,0	±1,2	±1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		δ ₁₍₂₎ %,	δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1.14, 1.15, 3.2 - 3.4, 3.10, 3.11, 3.14, 3.15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	±1,8	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
1.1, 1.2, 1.4, 1.5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	±4,4	±2,5	±1,9
	0,5	-	±2,7	±1,7	±1,5
1.40, 3.5, 3.6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	±4,5	±2,6	±2,1
	0,5	-	±2,7	±1,8	±1,6
1.3, 3.1, 3.12, 3.13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,8	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,5	-	±1,4	±0,9	±0,8
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (±Δ), с					5

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Погрешность измерений электрической энергии $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующее доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ-2 на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.</p>
--

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной и реактивной энергии 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД - УССВ-2 	<p>от -40 до +50</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -10 до +60</p> <p>от -10 до +55</p>

Продолжение таблицы 4

<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ-2: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>120000 2 74500 2 40000 1 100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии Альфа А1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, УСПД RTU-325: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>300 3 3,5</p>

Надежность системных решений:

– резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ по электронной почте.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика и УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

– результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-III У1	12
Трансформаторы тока шинные	ТЛШ-15	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ20	3
Трансформаторы тока	SAS 245	15
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-I ХЛ1	6
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-20	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	15
Трансформаторы напряжения емкостные	VCU-245	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15М2	6
Трансформаторы напряжения емкостные	ТЕМР 245	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-II-У1	5
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформаторы напряжения	UGE 17.5	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4G-DW-4	20
Сервер БД	HP ProLiant DL20 Gen9	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	2
ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	РТ-МП-3935-500-2016	1
Паспорт – формуляр	БЕКВ.422231.091.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Каскад Верхневолжских ГЭС».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Закрытое акционерное общество «РЕГИОНАЛЬНАЯ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭНЕРГОКОМПАНИЯ - СОЮЗ»
(ЗАО «РИТЭК-СОЮЗ»)

ИНН 2309005375

Адрес (юридический): 350033, г. Краснодар, Ставропольская, 2

Адрес: 350080, г. Краснодар, Демуса, 50

Телефон (Факс): +7 (861) 260-48-00/ 260-48-14

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «МЕТРОПРО»
(ООО «МЕТРОПРО»)
ИНН 9725008050

Адрес 115280, г. Москва, ул. Автозаводская, дом 17, корпус 3, офис К 1
Телефон: +7 (499) 380-73-04

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области
обеспечения единства измерений Росаккредитации