

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии; сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации в центры сбора.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская» (далее АИИС КУЭ) является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на 30-минутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в специализированной базе данных (БД), отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование базы данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации;
- защита результатов измерений при передаче с использованием электронной цифровой подписи;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности и включающие в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S;

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 (счетчики) класса точности 0,2S при измерении активной энергии и 0,5 – реактивной энергии;
- вторичные электрические цепи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) – устройство сбора и передачи данных RTU-325T (УСПД);

3) третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, серверы Центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Москва) и МЭС Сибири – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» (г. Красноярск), АРМ оператора ПС и сервер БД, установленные на ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская», технические средства приема-передачи, На серверах ЦСОД функционирует специализированное программное обеспечение (ПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп) (далее ПО «Метроскоп»), предназначенное для сбора, обработки и хранения измерительной и служебной информации, формирования и передачи отчетных документов в центры сбора информации. На АРМ оператора ПС установлено прикладное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения и масштабном преобразовании в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности, на основании которых вычисляются тридцатиминутные приращения электрической энергии.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в УСПД. Связь между счетчиками и УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485 и Ethernet. УСПД осуществляет автоматизированный сбор, вычисления приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передачу результатов измерений и служебной информации в серверы ЦСОД и АРМ оператора ПС. Оперативный доступ к измерительной информации осуществляется с серверов ЦСОД и компьютера АРМ оператора ПС с использованием ПО «Метроскоп» и ПО «АльфаЦЕНТР» соответственно.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS на основе GPS-приемника, счетчики, УСПД и АРМ оператора ПС. СОЕВ выполняет измерение интервалов времени и обеспечивает синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов ИК АИИС КУЭ. Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии. Привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляет УССВ-16HVS, входящее в состав УСПД. Синхронизация шкалы времени часов УСПД осуществляется автоматически один раз в 30 мин от УССВ-16HVS. УСПД один раз в 30 мин осуществляет синхронизацию шкал времени внутренних часов счетчиков и АРМ оператора ПС при достижении расхождения со шкалой времени УСПД более 1 с. Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с. Журналы событий счетчика и УСПД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение шкал времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1 уровень – ИИК							
1	ВЛ 220 кВ Абалаковская-Раздолинская с отпайкой на ПС Горевский ГОК (Д-97/101)	ТТ	A	ТВГ-220	39246-08	0,2S	1000/5
			B	ТВГ-220			
			C	ТВГ-220			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		
2	ВЛ 220 кВ Горевский ГОК-Раздолинская (Д-102)	ТТ	A	ТВГ-220	39246-08	0,2S	1000/5
			B	ТВГ-220			
			C	ТВГ-220			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		
3	ВЛ 220 кВ Приангарская-Раздолинская № 1	ТТ	A	ТВГ-220	39246-08	0,2S	1500/5
			B	ТВГ-220			
			C	ТВГ-220			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		
4	ВЛ 220 кВ Приангарская-Раздолинская № 2	ТТ	A	ТВГ-220	39246-08	0,2S	1500/5
			B	ТВГ-220			
			C	ТВГ-220			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		
5	1АТ 220 кВ	ТТ	A	JR 0,5	35406-07	0,2S	600/5
			B	JR 0,5			
			C	JR 0,5			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		
6	2АТ 220 кВ	ТТ	A	JR 0,5	35406-07	0,2S	600/5
			B	JR 0,5			
			C	JR 0,5			
		ТН	A	НДКМ-220	38000-08	0,2	220000:√3/ 100:√3
			B	НДКМ-220			
			C	НДКМ-220			
Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–		

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
7	С-641	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
8	С-642	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
9	С-643	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
10	С-644	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	200/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
11	С-645	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
12	С-646	ТТ	А	ТБМО-110 УХЛ1	23256-05	0,2S	600/1
			В	ТБМО-110 УХЛ1			
			С	ТБМО-110 УХЛ1			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
13	1АТ 110 кВ	ТТ	А	JR 0,5	35406-07	0,2S	1000/5
			В	JR 0,5			
			С	JR 0,5			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
14	2АТ 110 кВ	ТТ	А	JR 0,5	35406-07	0,2S	1000/5
			В	JR 0,5			
			С	JR 0,5			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
15	ОВ 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-110	22440-07	0,5S	1000/5
			В	ТВГ-110			
			С	ТВГ-110			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
16	1Р 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-110	22440-07	0,5S	600/5
			В	ТВГ-110			
			С	ТВГ-110			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
17	2Р 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-110	22440-07	0,5S	600/5
			В	ТВГ-110			
			С	ТВГ-110			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
18	БСК-1,2 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-110	22440-07	0,5S	600/5
			В	ТВГ-110			
			С	ТВГ-110			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
19	БСК-3,4 110 кВ	ТТ	А	ТВГ-110	22440-07	0,5S	600/5
			В	ТВГ-110			
			С	ТВГ-110			
		ТН	А	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	0,2	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	НАМИ-110 УХЛ1			
			С	НАМИ-110 УХЛ1			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
20	ф.40-07	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
21	ф.40-08	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
22	ф.40-09	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
23	ф.40-10	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
24	ф.40-11	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	$6000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
25	ф.40-12	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
26	ф.40-13	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
27	ф.40-14	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
28	ф.40-15	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
29	ф.40-16	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
30	ф.40-18	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
31	ф.40-22 Резерв	ТТ	А	ТЛП-10	30709-08	0,5S	400/5
			В	ТЛП-10			
			С	ТЛП-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
32	ф.40-25 Резерв	ТТ	А	ТЛП-10	30709-08	0,5S	400/5
			В	ТЛП-10			
			С	ТЛП-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
33	ф.40-26 Резерв	ТТ	А	ТЛП-10	30709-08	0,5S	400/5
			В	ТЛП-10			
			С	ТЛП-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
34	1АТ 6 кВ	ТТ	А	ТШЛ-СЭЩ-10	37544-08	0,2S	3000/5
			В	ТШЛ-СЭЩ-10			
			С	ТШЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
35	2АТ 6 кВ	ТТ	А	ТШЛ-СЭЩ-10	37544-08	0,2S	3000/5
			В	ТШЛ-СЭЩ-10			
			С	ТШЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
36	СВ 6 кВ	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	0,5S	1500/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	ЗНОЛП	23544-07	0,5	6000:√3/100:√3
			В	ЗНОЛП			
			С	ЗНОЛП			
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–

Таблица 1 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
37	ТСН-1	ТТ	А	ТТЭ	32501-08	0,5S	1500/5
			В	ТТЭ			
			С	ТТЭ			
		ТН		–	–	–	–
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
38	ТСН-2	ТТ	А	ТТЭ	32501-08	0,5S	1500/5
			В	ТТЭ			
			С	ТТЭ			
		ТН		–	–	–	–
		Счетчик	Альфа А1802		31857-06	0,2S/0,5	–
2 уровень – ИВКЭ							
		УСПД		RTU-325T	44626-10	–	–
3 уровень – ИВК							
		ИВК		Серверы ЦСОД	45673-10	–	–

Примечания к таблице 1.

1 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии.

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 1. Допускается замена устройства сбора и передачи данных на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

- ПО «Метроскоп», разработанное ЗАО «Метростандарт» и установленное на серверах ЦСОД, осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;
- ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на АРМ оператора ПС, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий;
- встроенное ПО УСПД осуществляет автоматизированный сбор, накопление, хранение и передачу измерительной и служебной информации на серверы и АРМ оператора ПС;
- встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Метроскоп» приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ, приведенные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом влияния программного обеспечения счетчиков, УСПД и серверов ЦСОД.

Таблица 2

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (МЕТРОСКОП)	1.00	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E	MD5

Защита ПО УСПД и счетчиков соответствует уровню «А» по классификации МИ 3286-2010. Для защиты ПО «Метроскоп», ПО «АльфаЦЕНТР» и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. В ПО «Метроскоп» реализовано кодирование данных при их передаче. Защита ПО «Метроскоп», ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню «С» по классификации МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3

Номер ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1)}^* \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1-14 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,0	не норм.	± 0,6	± 0,7	± 0,5	± 0,6	± 0,5	± 0,8
	0,8	± 1,3	не норм.	± 0,8	± 0,9	± 0,6	± 0,7	± 0,6	± 0,7
	0,5	± 2,1	не норм.	± 1,3	± 1,4	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,1
15-19 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,8	не норм.	± 1,0	± 1,0	± 0,7	± 0,8	± 0,7	± 1,0
	0,8	± 2,8	не норм.	± 1,5	± 1,5	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,1
	0,5	± 5,3	не норм.	± 2,8	± 2,9	± 1,9	± 2,0	± 1,9	± 2,0
20-33, 36 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,9	не норм.	± 1,1	± 1,1	± 0,9	± 0,9	± 0,9	± 1,0
	0,8	± 2,9	не норм.	± 1,6	± 1,7	± 1,3	± 1,3	± 1,3	± 1,3
	0,5	± 5,5	не норм.	± 3,0	± 3,0	± 2,2	± 2,3	± 2,2	± 2,3
34-35 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,2	не норм.	± 0,8	± 0,8	± 0,7	± 0,8	± 0,7	± 1,0
	0,8	± 1,5	не норм.	± 1,0	± 1,1	± 0,9	± 1,0	± 0,9	± 1,0
	0,5	± 2,4	не норм.	± 1,7	± 1,8	± 1,5	± 1,6	± 1,5	± 1,6
37-38 (КТ ТТ 0,5S; КТ счетчика 0,2S)	1,0	± 1,7	не норм.	± 0,9	± 0,9	± 0,6	± 0,7	± 0,6	± 0,9
	0,8	± 2,8	не норм.	± 1,4	± 1,5	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,1
	0,5	± 5,3	не норм.	± 2,7	± 2,8	± 1,8	± 1,9	± 1,8	± 1,9

Примечания

1 * – Погрешность ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется только в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$.
2 В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} , и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении активной электрической энергии и средней мощности.

Таблица 4

Номер ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1-14 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 1,7	± 2,1	± 1,0	± 1,4	± 0,8	± 1,0	± 0,8	± 1,0
	0,6	± 2,3	± 2,8	± 1,3	± 1,7	± 1,0	± 1,2	± 1,0	± 1,1
15-19 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 2,7	± 3,0	± 1,5	± 1,7	± 1,1	± 1,3	± 1,1	± 1,2
	0,6	± 4,5	± 4,8	± 2,4	± 2,6	± 1,7	± 1,8	± 1,6	± 1,7
20-33, 36 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 2,8	± 3,1	± 1,6	± 1,8	± 1,2	± 1,4	± 1,2	± 1,4
	0,6	± 4,6	± 4,9	± 2,5	± 2,7	± 1,9	± 2,0	± 1,9	± 2,0
34-35 (КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 1,8	± 2,2	± 1,2	± 1,5	± 1,0	± 1,2	± 1,0	± 1,2
	0,6	± 2,4	± 3,0	± 1,6	± 1,9	± 1,3	± 1,5	± 1,3	± 1,5
37-38 (КТ ТТ 0,5S; КТ счетчика 0,5)	0,87	± 2,7	± 3,0	± 1,4	± 1,7	± 1,0	± 1,2	± 1,0	± 1,2
	0,6	± 4,5	± 4,8	± 2,3	± 2,5	± 1,6	± 1,7	± 1,5	± 1,7
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$, и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности									

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

Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_n$, ток $(1-1,2) \cdot I_n$; $\cos\varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды $(15-25)^\circ\text{C}$.

Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_n$; ток $(0,01-1,20) \cdot I_n$; частота $(49-51)$ Гц; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
- индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков не более $0,5 \text{ мТл}$;
- допускаемая температура окружающей среды: трансформаторы тока и напряжения – от минус 40 до 40°C ; счетчики – от 0 до 35°C ; УСПД и ИВК – от 15 до 25°C .

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока: среднее время наработки на отказ 400000 ч, средний срок службы 25 лет;
- трансформаторы напряжения: среднее время наработки на отказ 400000 ч, средний срок службы 30 лет;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800: среднее время наработки на отказ 120000 ч, средний срок службы 30 лет;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325T: среднее время наработки на отказ 55000 ч, средний срок службы 20 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчиков, УСПД и сервера БД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи.

Регистрация в журналах счетчиков электрической энергии и УСПД событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках электрической энергии.

Защищенность применяемых компонентов АИИС КУЭ:

1) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- УСПД и сервера БД;

2) защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче – использование цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики электрической энергии;
- установка паролей на УСПД;
- установка паролей на серверы, компьютер АРМ оператора ПС.

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому измерительному каналу АИИС КУЭ – не менее 100 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – не менее 3 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 4 лет.

Знак утверждения типа

наносится в виде наклейки на титульный лист документа «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

В комплект АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 5–7 соответственно.

Таблица 5 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение компонентов	Количество, шт.
<i>ИИК</i>		
Измерительные трансформаторы тока		
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-220	12
Трансформаторы тока встроенные	JR 0,5	12
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	15
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	36
Трансформаторы тока	ТЛП-10	9
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТЭ	6
Измерительные трансформаторы напряжения		
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ-220	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6

Таблица 5 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение компонентов	Количество, шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП	6
Счетчики электрической энергии		
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	38
<i>ИБКЭ</i>		
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Источник бесперебойного питания	UPS XL 1400VA	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	1
<i>ИБК</i>		
Сервер ЦСОД	–	2
АРМ оператора ПС	–	1
Сервер БД	–	1
<i>Связующие компоненты</i>		
Коммутатор	D-Link DGS-1016D	1
Конвертер Ethernet/FO	Moxa IMC-101-M-SC	2
Конвертер RS-485/ Ethernet	Moxa Nport 5430	2
GSM-модем	MOXA OnCell G2150I	1
Терминал двухсторонней спутниковой связи	Sky Edge Pro	1
Роутер	Cisco 2181 DC	1

Таблица 6 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение	Место установки
Прикладное программное обеспечение	ПО «Метроскоп»	Серверы ЦСОД
Операционная система	Microsoft Windows XP	АРМ оператора ПС
Прикладное программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	АРМ оператора ПС
Система управления базой данных	Oracle	Сервер БД
Встроенное прикладное программное обеспечение счетчиков	ПО счетчиков	Счетчики
Программное обеспечение для конфигурирования и настройки параметров счетчиков	Программный пакет «MeterCat»	Переносной компьютер
Встроенное программное обеспечение УСПД	ПО УСПД	УСПД
Программное обеспечение для конфигурирования и настройки параметров УСПД	Программа «ZOC»	Переносной компьютер

Таблица 7 – Документация

Наименование	Количество, шт.
1 МП 211-14 ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская». Методика поверки	1
2 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская». Формуляр	1
3 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская». Руководство пользователя	1

Таблица 7 – Документация

Наименование	Количество, шт.
4 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская» (АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская»). Расширение и реконструкция ПС 220/110/6 кВ Раздолинская». Технический проект 7729-04-039-АКУ.ТП	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

Поверка

осуществляется по документу МП 211-14 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» в марте 2014 г.

Основные средства поверки:

1) средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке компонентов АИИС КУЭ:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 – по методике МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;

- устройство сбора и передачи данных RTU-325T – по методике «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки. ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

2) мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 150 мВ $\pm 2,0$ %, в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока в диапазоне от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0$ %, в диапазоне от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3$ %; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;

3) радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC (SU) ± 1 мкс.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведён в документе «Рекомендация. ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ «Раздолинская»

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»).

Юридический адрес: Россия, 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А.

Телефон: (495) 710-93-33, факс: (495) 710-96-55.

E-mail: info@fsk-ees.ru. Сайт: <http://www.fsk-ees.ru>.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг» (ООО «Техпроминжиниринг»).

Юридический адрес: Россия, 660127, г. Красноярск, ул. Мате Залки, 4 "Г".

Телефон: (391) 277-66-55, факс: (391) 277-66-00.

E-mail: info@tpi-sib.ru. Сайт: <http://www.tpi-sib.ru>.

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»).

Юридический адрес: Россия, 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д.17-а.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс (3822) 56-19-61, голосовой портал (3822) 71-37-17.

E-mail: toms@tcsms.tomsk.ru. Сайт: <http://tomskcsm.ru>, <http://томскцсм.рф>.

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.