

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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 ИВК результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из 32 измерительных каналов (ИК), 7 измерительно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (СОЕВ). АИИС КУЭ реализуется на отдельных технологических объектах ЗАО «Энергетика и связь строительства», ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги, ОАО «МРСК Волги» и ОАО «Тольяттиазот», территориально расположенных в г. Тольятти Самарской области и его пригороде.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), счетчики активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАльфа и СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и класса точности 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), счетчики активной и реактивной электроэнергии серии Dialog ZMD и ZFD класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и класса точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

Уровень ИВКЭ, созданный на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-300 (Госреестр СИ РФ № 19495-03, зав. №№ 000743, 000744, 000745, 000746, 000747, 002517), УСПД RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 005716), устройств синхронизации системного времени (опционально) и технических средств приема-передачи данных.

Уровень ИВК, созданный на основе УСПД RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 003995), выполняющего функции сервера опроса УСПД и счётчиков, сервера базы данных (БД), устройства синхронизации системного времени, автоматизированных рабочих мест (АРМ) персонала и технических средств приема-передачи данных.

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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по внутренним основному или резервному/резервным каналам на верхний уровень системы (УСПД ИВК), а также отображение информации по подключенными к УСПД ИВКЭ устройствам.

УСПД уровня ИВК с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ и счетчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов ЗАО «Энергетика и связь строительства», ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги, ОАО «МРСК Волги» и ОАО «Тольяттиазот», в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование,

формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется по каналам передачи данных в соответствии с согласованными сторонами регламентами. Внешний основной канал передачи данных организован через ЛВС ЗАО «Энергетика и связь строительства» по выделенному каналу доступа в сеть Интернет. В качестве внешнего 1-ого резервного канала передачи данных может быть использован коммутируемый канал телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП) или сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц, а в качестве 2-ого резервного канала передачи данных может быть задействован коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц.

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ на базе ПО «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчиков;
- программное обеспечение УСПД ИВКЭ;
- программное обеспечение центрального УСПД и сервера БД ИВК;
- программное обеспечение АРМ персонала.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД ИВКЭ, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени УССВ-16HVS, подключенных к УСПД ИВКЭ ПС «Левобережная», ПС «Азот», ПС «К-2-Т» и УСПД ИВК. Внутреннее время вышеуказанных УСПД синхронизировано с единым календарным временем, метки которого передается через GPS-приёмник УССВ-16HVS со спутниковой глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Средствами операционных систем обеспечивается синхронизация системных часов сервера БД и АРМ персонала.

УСПД ИВК осуществляет коррекцию времени внутренних часов УСПД ИВКЭ. Сличение времени внутренних часов УСПД ИВКЭ со временем внутренних часов УСПД ИВК, выполняется один раз в 30 мин при сеансе опроса, корректировка времени осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени внутренних часов УСПД ИВК и УСПД ИВКЭ более чем на ± 1 с. УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени внутренних часов счетчиков. Сличение времени внутренних часов счетчиков со временем внутренних часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при сеансе опроса, корректировка времени осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени внутренних часов УСПД ИВКЭ и счетчика более чем на ± 1 с.

На объектах, где УСПД ИВКЭ отсутствует, УСПД ИВК осуществляет коррекцию времени внутренних часов счетчиков. Сличение времени внутренних часов счетчиков со временем внутренних часов УСПД ИВК, выполняется при сеансе опроса, корректировка времени осуществляется автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД ИВК и счетчика более чем на ± 1 с.

Абсолютная погрешность измерений времени СОЕВ не превышает предела абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени, равного ± 5 с/сут.

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (Наименование программного модуля)	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	3.29.3 Л	7e87c28fdf5ef991 42ad5734ee7595a0	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.29.3 Л	a38861c5f25e237e 79110e1d5d66f37e	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.29.3 Л	e8e5af9e56eb7d94 da2f9dff64b4e620	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.29.3 Л	0ad7e99fa26724e6 5102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll	3.29.3 Л	0939ce05295fbcb ba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	3.29.3 Л	b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

- ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «Альфа-Центр» за № 20481-00;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счётчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2.1 и 2.2

Таблица 2.1 – Состав измерительных каналов

Канал измерений			Состав измерительного канала								
1	2	3	4	5	6	7					
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины					
Счетчик	ТН I сш	ТТ Счетчик II сш	Счетчик ТН I сш	Счетчик ТН II сш	ТТ	ТТ	ТТ	ТТ	ТТ	ТТ	ТТ
3	ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза» ВЛ-35 кВ "Кирпичная- 2"	ПС 110/35/6 кВ «Стройбаза» ВЛ-35 кВ "Кирпичная-1"	KT = 0,2S Ктт = 300/5 № 32825-06	A	ТФ3М 110Б-УХЛ1	№ 1098					
				B	ТФ3М 110Б-УХЛ1	№ 1099					
				C	ТФ3М 110Б-УХЛ1	№ 1100					
			KT = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 38002-08	A	НДКМ-110 УХЛ1	№ 28					
				B	НДКМ-110 УХЛ1	№ 33					
				C	НДКМ-110 УХЛ1	№ 34					
			KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RAL-P4GB- DW-4		№ 01195029					
			KT = 0,5 Ктт = 200/5 № 3690-73	A	ТФ3М 35А-У1	№ 33177					
				B	-	-					
				C	ТФ3М 35А-У1	№ 33334					
			KT = 0,5 Ктн = 35000:√3/100:√3 № 912-54; 912-70	A	ЗНОМ-35	№ 890782					
				B	ЗНОМ-35	№ 924986					
				C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1229804					
			KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RLQ-P4GB- DW-4		№ 06385890					
			KT = 0,5 Ктт = 200/5 № 3690-73	A	ТФ3М 35А-У1	№ 32806					
				B	-	-					
				C	ТФ3М 35А-У1	№ 33319					
			KT = 0,5 Ктн = 35000:√3/100:√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1126394					
				B	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1126171					
				C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1321570					
			KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RLQ-P4GB- DW-4		№ 06385887					
				14000	14000	66000					
			Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время							

Продолжение таблицы 2.1

Продолжение таблицы 2.1

Продолжение таблицы 2.1

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
		19 ПС 500/220/110 кВ «Азот» ВЛ-110 кВ «Стройбаза 1»	A TG 145N УХЛ1 B TG 145N УХЛ1 C TG 145N УХЛ1	№ 03716 № 03717 № 03715		
		KT = 0,2S КТТ = 1000/1 № 30489-05	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 1089 № 1392 № 1331		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 3805 № 3757 № 3826		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 3805 № 3757 № 3826		
		KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	№ 01168973		
	20 ПС 500/220/110 кВ «Азот» ВЛ-110 кВ «Стройбаза 2»	KT = 0,2S КТТ = 1000/1 № 30489-05	A TG 145N УХЛ1 B TG 145N УХЛ1 C TG 145N УХЛ1	№ 03713 № 03714 № 03712		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 1089 № 1392 № 1331		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 3805 № 3757 № 3826		
		KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	№ 01168974		
	21 ПС 500/220/110 кВ «Азот» ОВВ-110 кВ	KT = 0,5 КТТ = 2000/1 № 2793-71	A ТФНД-110М-II B ТФНД-110М-II C ТФНД-110М-II	№ 6916 № 6037 № 6054		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 1089 № 1392 № 1331		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 3805 № 3757 № 3826		
		KT = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	№ 01168975		
	22 ПС 220/110/10 кВ «Левобережная» ВЛ-110 кВ «ЛБ-СК-1»	KT = 0,5 КТТ = 1500/5 № 30489-05	A TG 145N УХЛ1 B TG 145N УХЛ1 C TG 145N УХЛ1	№ 02402 № 02401 № 02403		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 1054495 № 16365 № 11171		
		KT = 0,5 КТН = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1	№ 11195 № 961504 № 942479		
		KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	CЭТ-4ТМ.03.01	№ 0112063023		
					330000	
					2200000	
					1100000	
						Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7
23	22	KT = 0,5 Ктт = 1500/5 № 30489-05 KT = 0,5 Ктт = 110000:√3/100:√3 № 14205-94 KT = 0,5 Ктт = 110000:√3/100:√3 № 14205-94 KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A TG 145N УХЛ1 B TG 145N УХЛ1 C TG 145N УХЛ1 A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1 A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1 CЭТ-4ТМ.03.01	№ 02335 № 02337 № 02336 № 1054495 № 16365 № 11171 № 11195 № 961504 № 942479 № 0112060172	330000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
24	23	KT = 0,5 Ктт = 1500/5 № 44639-10 KT = 0,5 Ктт = 110000:√3/100:√3 № 14205-94 KT = 0,5 Ктт = 110000:√3/100:√3 № 14205-94 KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	A U1 10-35 B U1 10-35 C U1 10-35 A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1 A НКФ-110-57 У1 B НКФ-110-57 У1 C НКФ-110-57 У1 CЭТ-4ТМ.03.01	№ 176353 № 175379 № 175382 № 1054495 № 16365 № 11171 № 11195 № 961504 № 942479 № 0112062028	330000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
25	24	KT = 0,5 Ктт = 200/5 № 17551-06 KT = 0,5 Ктт = 200/5 № 17551-06 KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 22422-07	A T-0,66 У3 B T-0,66 У3 C T-0,66 У3 A T-0,66 У3 B T-0,66 У3 C T-0,66 У3 ZMD405CT41.0467 S2	№ 10162 № 00394 № 00341 - - - № 94980993	330000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
26	25	KT = 0,5 Ктт = 200/5 № 26417-04 KT = 0,5 Ктт = 35000:√3/100:√3 № 912-70; 912-05 KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	A ТФ3М 35А-У1 B - C ТФ3М 35А-У1 A 3НОМ-35-65 У1 B 3НОМ-35-65 У1 C 3НОМ-35-65 У1 EA05RLX-P1BN-4	№ 34465 - № 34461 № 1313934 № 1469500 № 1465361 № 01086816	40	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
27	26	KT = 0,5 Ктт = 300/5 № 26417-04 KT = 0,5 Ктт = 35000:√3/100:√3 № 912-70 KT = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	A ТФ3М 35А-У1 B - C ТФ3М 35А-У1 A 3НОМ-35-65 У1 B 3НОМ-35-65 У1 C 3НОМ-35-65 У1 EA05RLX-BN-4	№ 34472 - № 34459 № 1350429 № 1270444 № 1350434 № 01095018	21000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Продолжение таблицы 2.1

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

2. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК

№№ ИК	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности Р=0,95:	Основная относительная погрешность ИК, ± %					Относительная погрешность ИК в рабочих условиях, ± %				
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,866/ sin φ = 0,5	cos φ = 0,8/ sin φ = 0,6	cos φ = 0,5/ sin φ = 0,866	cos φ = 1,0	cos φ = 0,866/ sin φ = 0,5	cos φ = 0,8/ sin φ = 0,6	cos φ = 0,5/ sin φ = 0,866		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
1, 8, 14	- в диапазоне тока $0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,02I_{H1}$	1,0	-	-	-	1,3	-	-	-		
		-	-	-	-	-	-	-	-		
	- в диапазоне тока $0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,3	1,5	1,6	2,4		
		-	2,4	2,1	1,5	-	6,0	5,2	4,1		
	- в диапазоне тока $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	1,1	1,3	1,4	2,0		
		-	1,5	1,3	1,0	-	3,5	3,2	2,7		
	- в диапазоне тока $0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,7	1,1	1,0	1,2	1,3	1,9		
		-	1,3	1,1	0,9	-	2,7	2,5	2,2		
2-6, 9-11, 15, 17, 18, 22-24, 26-30, 32	- в диапазоне тока $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8		
		-	1,1	0,9	0,7	-	2,3	2,2	2,0		
	- в диапазоне тока $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8		
		-	1,0	0,9	0,7	-	2,1	2,0	2,0		
	- в диапазоне тока $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	3,0	3,7	4,1	6,6		
		-	5,7	4,7	2,9	-	8,5	7,4	5,8		
	- в диапазоне тока $0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	4,6	2,9	3,5	3,8	5,9		
		-	4,8	3,9	2,4	-	6,8	6,0	4,8		
7, 19, 20	- в диапазоне тока $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	2,6	3,1	3,3	4,7		
		-	3,2	2,6	1,8	-	5,1	4,7	4,1		
	- в диапазоне тока $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	2,6	3,0	3,2	4,3		
		-	2,4	2,1	1,5	-	4,4	4,2	3,9		
	- в диапазоне тока $0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,02I_{H1}$	1,1	-	-	-	1,4	-	-	-		
		-	-	-	-	-	-	-	-		
	- в диапазоне тока $0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,1	1,4	1,6	1,7	2,6		
		-	2,7	2,3	1,6	-	6,1	5,3	4,2		
	- в диапазоне тока $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,7	1,2	1,4	1,5	2,2		
		-	1,8	1,6	1,2	-	3,6	3,3	2,8		
	- в диапазоне тока $0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,7	0,9	0,9	1,5	1,2	1,4	1,5	2,2		
		-	1,7	1,4	1,0	-	2,9	2,7	2,3		
	- в диапазоне тока $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,3	1,4	2,1		
		-	1,5	1,3	1,0	-	2,5	2,4	2,1		
	- в диапазоне тока $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	1,4	1,1	1,3	1,4	2,1		
		-	1,5	1,3	0,9	-	2,4	2,2	2,1		

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12, 13, 16, 31	- в диапазоне тока $0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,1I_{h1}$	1,7	2,4	2,8	5,4	2,9	3,6	4,0	6,5
	-	5,6	4,5	2,8	-	8,4	7,4	5,8	
	- в диапазоне тока $0,1I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,5	2,0	2,3	4,4	2,8	3,4	3,7	5,7
	-	4,6	3,7	2,3	-	6,6	5,9	4,8	
	- в диапазоне тока $0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	2,6	3,0	3,2	4,6
	-	2,9	2,4	1,6	-	5,0	4,6	4,1	
21	- в диапазоне тока $I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	2,5	2,9	3,1	4,1
	-	2,1	1,8	1,3	-	4,2	4,0	3,9	
	- в диапазоне тока $0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,1I_{h1}$	1,8	2,5	2,8	5,4	2,0	2,7	3,1	5,6
	-	5,5	4,4	2,6	-	6,3	5,3	3,6	
	- в диапазоне тока $0,1I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,5	2,1	2,4	4,6	1,8	2,3	2,7	4,8
	-	4,6	3,7	2,2	-	5,2	4,3	3,0	
25	- в диапазоне тока $0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,4	1,7	1,9	3,3
	-	3,0	2,4	1,5	-	3,6	3,1	2,4	
	- в диапазоне тока $I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,2	1,5	1,7	2,7
	-	2,2	1,8	1,2	-	2,9	2,6	2,2	
	- в диапазоне тока $0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,1I_{h1}$	1,7	2,4	2,8	5,4	2,6	3,3	3,6	6,1
	-	5,5	4,4	2,7	-	7,1	6,2	4,6	
	- в диапазоне тока $0,1I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	1,5	2,0	2,3	4,4	2,4	3,0	3,3	5,3
	-	4,5	3,6	2,2	-	6,4	5,6	4,4	
	- в диапазоне тока $0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,0	1,3	1,5	2,7	2,2	2,5	2,7	4,0
	-	2,8	2,4	1,6	-	5,3	4,9	4,1	
	- в диапазоне тока $I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	0,8	1,0	1,1	1,9	2,1	2,4	2,6	3,4
	-	2,1	1,8	1,3	-	4,9	4,7	4,0	

Примечания:

- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,99 \div 1,01)$ Уном; ток $(0,01 \div 1,2)$ Iном, $0,5\text{инд.} \leq \cos\phi \geq 0,8\text{емк}$; частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающей среды (23 ± 2) °C
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более $-0,05$ мТл.
- Рабочие условия:
 - параметры сети, для ИК №№ 1, 7, 8, 14, 19, 20: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,01 \div 1,2)$ Iном; $0,5\text{инд.} \leq \cos\phi \leq 1$; частота $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - параметры сети, для ИК №№ 2-6, 9-13, 15-18, 21-32: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Iном; $0,5\text{инд.} \leq \cos\phi \leq 1$; частота $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - допускаемая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории (по ГОСТ 15150-69); для счетчиков ИК №№ 1-5, 7-17, 19-21 от -40 до $+65$ °C, ИК №№ 6, 26-30 от -40 до $+70$ °C, ИК №№ 18, 22-24, 31, 32 от -40 до $+60$ °C, ИК № 25 от -25 до $+70$ °C; для центрального УСПД и УСПД ИК №№ 1-9, 21-23, 25-29 от 0 до $+75$ °C, ИК №№ 10-13, 18-20 от 0 до $+70$ °C; для сервера ИВК от $+15$ до $+25$ °C;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более $-0,5$ мТл.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности (при наличии ЗИП) $t_b = 2$ ч.;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 40000$ ч., среднее время восстановления работоспособности (при наличии ЗИП) $t_b = 2$ ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 158358$ ч., среднее время восстановления работоспособности $t_b = 0,5$ ч.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_аиис} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_{о_ик(аиис)} = 1176$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям IEC – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий УСПД:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журналы событий сервера:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - нарушение защиты сервера;
 - отсутствие/дновосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервер БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «Энергетика и связь строительства».

Наименование	Количество
1	2
Измерительный трансформатор тока ТФЗМ 110Б-УХЛ1	6 шт.
Измерительный трансформатор тока ТФЗМ 110Б-У1	3 шт.
Измерительный трансформатор тока TG 145N УХЛ1	15 шт.
Измерительный трансформатор тока ТВ-110 УХЛ3	3 шт.
Измерительный трансформатор тока ТФНД-110М-ИІ	3 шт.
Измерительный трансформатор тока U1 10-35	3 шт.
Измерительный трансформатор тока ТФЗМ 35А-У1	16 шт.
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	6 шт.
Измерительный трансформатор тока ТПОЛ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока ТЛК 10-5 У3	4 шт.
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10 УТ2.1	4 шт.
Измерительный трансформатор тока ТПЛМ-10	2 шт.
Измерительный трансформатор тока ТОП-0,66 У3	6 шт.
Измерительный трансформатор тока Т-0,66М У3	2 шт.
Измерительный трансформатор тока Т-0,66 У3	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НДКМ-110 УХЛ1	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-ИІ-У1	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-57 У1	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОМ-35	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65 У1	13 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НТМИ-6-66, НТМИ-6-66 У3	2 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НОМ-6-77	4 шт.
Измерительный трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	2 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	19 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ЕвроАльфа	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа ZMD405CT41.0467 S2	1 шт.
Комплектность шкафов связи:	
Конвертер ADAM-4520	10 шт.
GSM модем IRZ MC35	8 шт.
GSM модем Siemens MC35	2 шт.
GSM/GPRS модем ОВЕН ПМ01-220.АВ	2 шт.
Блок питания MEAN WELL DR-30-24	4 шт.
Блок питания Traco TMS	2 шт.

Продолжение таблицы 3

1	2
Комплектность шкафов УСПД:	
УСПД RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G	5 шт.
УСПД RTU325-E-512-M3-B8-Q-i2-G	1 шт.
УСПД RTU325-E-512-M3-B8-G	1 шт.
Модем ZyXEL U-336E ^{plus}	2 шт.
Модем ZyXEL OMNI 56K MINI	2 шт.
SDSL-маршрутизатор FlowPoint 2200	1 шт.
ADSL-модем ZTE ZXDSL 831 Series	1 шт.
ADSL-модем Linksys	1 шт.
GSM-модем Siemens MC35i Terminal	5 шт.
GSM-модем IRZ MC35i Terminal	3 шт.
GSM-модем Cinterion MC52i Terminal	2 шт.
Блок питания Traco TMS	5 шт.
Блок питания TSL 030	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS	3 шт.
Преобразователь интерфейса ADAM-4520	1 шт.
Источник бесперебойного питания PCM KIN 1000 AM RM	5 шт.
Источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 750 VA	1 шт.
Источник бесперебойного питания PCM SMK 2500A RM	1 шт.
Комплектность ИВК:	
УСПД RTU325-E-512-M3-B4-Q-i2-G	1 шт.
Сервер базы данных HP ProLiant DL360G5	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS	1 шт.
Преобразователь интерфейса ADAM-4520	3 шт.
Модем ZyXEL OMNI 56K MINI	2 шт.
GSM-модем Siemens MC35i Terminal	2 шт.
Источник бесперебойного питания PCM SMK 3000 AL	1 шт.
ПО АИИС КУЭ:	
ПО операционной системы Windows Svr Std 2003 SP2 Win32	1 шт.
Специализированное программное обеспечение установленное на сервере (ПО) «Альфа-Центр_SE»	1 шт.
Переносный компьютер, оснащенный ОС Windows, ПО «Альфа Центр Laptop», «AlphaPlusR-E», «MeterCat1.95», «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» с оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы	1 шт.
Паспорт-формуляр НТАС.422231.005.ФО	1 экземпляр
Руководство по эксплуатации НТАС.422231.005.РЭ	1 экземпляр
Методика поверки НТАС.422231.005.МП	1 экземпляр

Проверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства». Методика поверки НТАС.422231.005.МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 10 мая 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчики электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчики электрической энергии типа ЕвроАльфа – в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА). Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» в 1998 г.;
- счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчики электрической энергии серии Dialog ZMD и ZFD – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 22 января 2007 г.;
- УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- ИВК «Альфа-Центр» - в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Методика поверки ДЯИМ.466453.006МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+ 60 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в следующих документах:

1. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Энергетика и связь строительства». Книга 2 Описание автоматизированных функций НТАС.422231.005 П3;
2. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Энергетика и связь строительства». Книга 5 Описание комплекса технических средств НТАС.422231.005 П9;
3. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Энергетика и связь строительства». Паспорт-формуляр НТАС.422231.005.ФО.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Энергетика и связь строительства»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
7. 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 и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с Ограниченной Ответственностью «Корпорация «ГАЗЭНЕРГОПРОМ»
Юридический адрес:

РФ, 188640, Ленинградская обл.,
г. Всеволожск, Колтушское шоссе, д. 184, литер А.

Почтовый адрес:

РФ, 119021, г. Москва,
ул. Тимура Фрунзе, д.20, стр. 3.
тел.: 8 (495) 642-71-68.,
факс: 8 (495) 642-71-69.

Заявитель:

Закрытое Акционерное Общество «Энергетика и связь строительства»
(ЗАО «ЭиСС»)

Юридический адрес:
РФ, 445691, Самарская область, г. Тольятти,
ГСП, ул. Белорусская, 33.
тел.: 8 (8482) 63-76-66,
тел./факс: 8 (8482) 28-87-37.

Испытательный центр:

Федеральное Государственное Унитарное Предприятие
«Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Метрологической Службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Е.Р. Петросян

М.П. «____» 2011 г.