

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения и состоит из 21 измерительных каналов (ИК). Перечень и состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Измерительные каналы №1-18 состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек учета (ИИК), включающие 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя ИВК ПАО «КАМАЗ» и ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

ИВК ПАО «КАМАЗ» состоит из сервера баз данных (сервер БД) на базе комплекса технических средств (КТС) «Энергия+», устройства сервисного УС-01М с GPS-приемником меток времени GPS-M.

ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» включает в себя сервер на основе СУБД Oracle и ПО «АльфаЦентр» и сервер на основе СУБД Oracle и ПО «Энергия АЛЬФА 2», устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приёма-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейса. Цифровой сигнал с выходов преобразователя интерфейса поступает на сервер БД ПАО «КАМАЗ». По запросу или в автоматическом режиме сервер БД ПАО «КАМАЗ» осуществляет опрос счетчиков электрической энергии по средствам каналобразующей аппаратуры.

Сервер БД ПАО «КАМАЗ» осуществляет обработку полученной измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в ИВК.

Раз в сутки сервер БД ПАО «КАМАЗ» автоматически формирует файл отчёта с результатами измерений в формате XML (макеты 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050), или в ином согласованном формате и автоматически передаёт его в ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Измерительные каналы №19-21 состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – 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) состоит из ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» и ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» включает в себя сервер баз данных (СБД), сервер интеллектуального кэширующего маршрутизатора (ИКМ) на базе ПО «Пирамида 2000» устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-10), автоматизированное рабочее место (АРМ ИВК).

ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» включает в себя сервер на основе СУБД Oracle и ПО «АльфаЦентр» и сервер на основе СУБД Oracle и ПО «Энергия АЛЬФА 2», устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS (УССВ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приёма-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 поступает в УСПД СИКОН С70, где производится сбор, хранение результатов измерений и далее через каналы связи результаты измерений передаются на ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания».

ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет сбор, обработку измерительной информации, формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, ИВКЭ либо в ИВК.

Раз в сутки ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» автоматически формирует файл отчёта с результатами измерений в формате XML (макеты 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050), или в ином согласованном формате и автоматически передаёт его в ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем.

Дальнейшая передача информации от ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в формате XML (макеты 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050), или в ином согласованном формате.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- измерение активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом;
- прием информации от АИИС КУЭ третьих лиц в формате XML (макеты 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050), или в ином согласованном формате;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 привязанных к единому календарному времени показаний счетчиков электрической энергии
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники оптового и розничного рынков электроэнергии;
- 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);
- передача журналов событий счетчиков

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. СОЕВ создана на основе приемников сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) УССВ-16HVS, устройства синхронизации системного времени УСВ-2, часов устройства сервисного УС-01М из состава «комплекса технических средств «Энергия+». В состав СОЕВ также входят часы УСПД, счетчиков, серверов ИВК ПАО «КАМАЗ», ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания», ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Резервным источником сигналов точного времени для ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» служит тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (NTP-сервер).

Сравнение показаний часов ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ-16HVS происходит с периодичностью один раз в 10 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов ИВК и УССВ независимо от величины расхождения.

В случае синхронизации ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» посредством резервного источника сигналов точного времени сравнение показаний ИВК и NTP-сервера происходит с периодичностью один раз в 10 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов ИВК и NTP-сервера на 0,1 с.

Сравнение показаний часов ИВК ПАО «КАМАЗ» и устройства сервисного УС-01М происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов ИВК и устройства сервисного УС-01М осуществляется при расхождении показаний часов ИВК и устройства сервисного УС-01М на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» с устройством синхронизации времени УСВ-2 происходит с периодичностью один раз в час, коррекция времени ИВК с временем УСВ-2 осуществляется независимо от расхождения с временем УСВ-2, тем самым в ИВК обеспечивается ведение времени с погрешностью, не превосходящей ± 1 с.

Сличение времени УСПД СИКОН С70 с временем ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания» происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени более $\pm 1,0$ с

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД СИКОН С70 происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК ПАО «КАМАЗ» происходит с цикличностью один раз в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и ИВК осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и ИВК на величину более чем ± 2 с.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Состав ИК АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный № в ФИФ ОЕИ	Обозначение, тип		ИВКЭ		
1	2	3		4		5	6
1	ГПП-12 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.23	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68	А	ТПЛ-10К	-	8000
				В	-		
				С	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №3640-73	А	ЗНОЛТ-10		
				В	ЗНОЛТ-10		
				С	ЗНОЛТ-10		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{СЧ} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			
2	ГПП-12 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.100	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №7069-07	А	ТОЛ-10	-	8000
				В	-		
				С	ТОЛ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{СЧ} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6
3	ГПП-14 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.6	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-00	А	ТПЛК 10 УЗ		8000
				В	-		
				С	ТПЛК 10 УЗ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	А	ЗНОЛТ-10		
				В	ЗНОЛТ-10		
				С	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
4	ГПП-16 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.18	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-07	А	ТПЛК-10		8000
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	А	ЗНОЛТ-10		
				В	ЗНОЛТ-10		
				С	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
5	ГПП-16 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.71	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2367-68,,2367-68	А	ТПЛ-10К		8000
				В	-		
				С	ТПЛ-10К		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3640-73	А	ЗНОЛТ-10		
				В	ЗНОЛТ-10		
				С	ЗНОЛТ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
6	ГПП-23 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.21	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	А	ТПЛК-10		8000
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6
7	ГПП-23 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.49	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	А	ТПЛК-10		8000
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
8	ГПП-23 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.30	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	А	ТПЛК-10		8000
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
9	ГПП-23 110/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч.64	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №2306-05	А	ТПЛК-10		8000
				В	-		
				С	ТПЛК-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
10	ГПП-123 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ в сторону Т-1	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =1500/5 №2473-05	А	ТЛМ-10		18000
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №38394-08	А	НАЛИ-СЭЩ-6		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6
11	ГПП-123 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.9	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №26419-08	А	ТФЗМ 35Б-І У1		28000
				В	-		
				С	ТФЗМ 35Б-І У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
12	ГПП-123 110/35/6 кВ, ТСН-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №52667-13	А	Т-0,66		40
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	К _Т =- К _{ТН} =- №-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
13	ГПП-123 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, Ввод 6 кВ в сторону Т-2	ТТ	К _Т =0,2 К _{ТТ} =1500/5 №2473-05	А	ТЛМ-10		18000
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №38394-08	А	НАЛИ-СЭЩ-6		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
14	ГПП-123 110/35/6 кВ, ЗРУ-35 кВ, яч.19	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №26419-08	А	ТФЗМ 35Б-І У1		28000
				В	-		
				С	ТФЗМ 35Б-І У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №912-07	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6
15	ГПП-25 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.47	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =3000/5 №6811-78	А	ТЛШ-10У3		36000
				В	-		
				С	ТЛШ-10У3		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
16	ГПП-25 110/6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №22656-07	А	Т-0,66		20
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	К _Т =- К _{ТН} =- №-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					
17	ГПП-25 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.11	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =3000/5 №6811-78	А	ТЛШ-10У3		36000
				В	-		
				С	ТЛШ-10У3		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
18	ГПП-25 110/6 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №22656-07	А	Т-0,66		20
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	К _Т =- К _{ТН} =- №-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.08					

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4		5	6
19	ПС 110/6 кВ Сидоровка, ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ Сидоровка-РОС 1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	220000
				B	ТВГ-110		
				C	ТВГ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23894-07	A	ЗНОГ-110		
				B	ЗНОГ-110		
				C	ЗНОГ-110		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					
20	ПС 110/6 кВ Сидоровка, ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ-110 кВ Сидоровка-РОС 2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	220000
				B	ТВГ-110		
				C	ТВГ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23894-07	A	ЗНОГ-110		
				B	ЗНОГ-110		
				C	ЗНОГ-110		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					
21	ПС 110/6 кВ Сидоровка, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №22440-07	A	ТВГ-110	СИКОН С70 Пер. № 28822-05	220000
				B	ТВГ-110		
				C	ТВГ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №23894-07	A	ЗНОГ-110		
				B	ЗНОГ-110		
				C	ЗНОГ-110		
Счетчик	К _Т =0,5S/1 К _{сч} =1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Допускается замена УССВ, УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2», ПО «комплекс технических средств «Энергия+», ПО «Пирамида 2000» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 2 - 4.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2», ПО «комплекс технических средств «Энергия+», ПО «Пирамида 2000».

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО ИВК ПАО «КАМАЗ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Комплекс технических средств (КТС) «Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Расчетное ядро Энергия+)	A8E3A0DBD0434125238D93385329A16B
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Запись в БД Энергия+)	DEC71AD31A6448DC61C49243300170F3
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Сервер устройств Энергия+)	B2D1ED05B17BC9C050C7FD914D2681A6

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcClients.dll)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLeakage.dll)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLosses.dll)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Metrology.dll)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseBin.dll)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseIEC.dll)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseModbus.dll)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParsePiramida.dll)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SynchronSI.dll)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, VerifyTime.dll)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000», ПО «Энергия АЛЬФА 2» и комплекса технических средств (КТС) «Энергия+» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, приведены в таблицах 5 и 6. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии							
		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 $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2; 6-7; 11; 14-15; 17 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		$\pm 1,8$	$\pm 1,9$	$\pm 1,1$	$\pm 1,3$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,8	не норм.		$\pm 2,9$	$\pm 3,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,4$
	0,5	не норм.		$\pm 5,5$	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$
3-5; 8-9 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.		$\pm 1,9$	$\pm 2,3$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$
	0,8	не норм.		$\pm 3,1$	$\pm 3,3$	$\pm 1,7$	$\pm 2,2$	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$
	0,5	не норм.		$\pm 5,5$	$\pm 5,7$	$\pm 3,0$	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$
10; 13 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,9$
	0,8	не норм.		$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,5	не норм.		$\pm 2,3$	$\pm 2,4$	$\pm 1,6$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$
12; 16; 18 КТ ТТ 0,5; КТ ТН - нет; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		$\pm 1,7$	$\pm 1,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,8$
	0,8	не норм.		$\pm 2,7$	$\pm 2,8$	$\pm 1,4$	$\pm 1,5$	$\pm 0,9$	$\pm 1,1$
	0,5	не норм.		$\pm 5,3$	$\pm 5,3$	$\pm 2,6$	$\pm 2,7$	$\pm 1,8$	$\pm 1,9$
19-21 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,5S	1,0	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$	$\pm 0,8$	$\pm 1,4$	$\pm 0,7$	$\pm 1,4$	$\pm 0,7$	$\pm 1,4$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$	$\pm 0,8$	$\pm 1,5$
	0,5	$\pm 2,1$	$\pm 2,5$	$\pm 1,6$	$\pm 2,1$	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,8$

Примечание – 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 ; (1*) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$;

δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии;

δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

Таблица 6 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии							
		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 $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2; 11; 15 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5 ИЛГШ.411152.145ТУ	0,6	не норм.		±4,4	±4,6	±2,4	±2,8	±1,9	±2,3
	0,87	не норм.		±2,5	±2,8	±1,5	±2,0	±1,2	±1,7
6-7; 14; 17 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5 ГОСТ 26035-1983	0,6	не норм.		±4,4	±4,5	±2,4	±2,5	±1,8	±1,9
	0,87	не норм.		±2,6	±2,7	±1,5	±1,6	±1,2	±1,4
3-5; 8-9 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0 ГОСТ 26035-1983	0,6	не норм.		±4,7	±5,2	±2,4	±2,5	±1,8	±1,9
	0,87	не норм.		±2,9	±3,5	±1,5	±1,6	±1,2	±1,4
10; 13 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5 ГОСТ 26035-1983	0,6	не норм.		±2,1	±2,3	±1,8	±1,8	±1,4	±1,6
	0,87	не норм.		±1,5	±1,7	±1,2	±1,4	±1,0	±1,2
12; 16; 18 КТ ТТ 0,5; КТ ТН - нет; КТ счетчика 0,5 ГОСТ 26035-1983	0,6	не норм.		±4,3	±4,4	±2,2	±2,3	±1,5	±1,6
	0,87	не норм.		±2,5	±2,6	±1,3	±1,5	±1,0	±1,2
19-21 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 1,0 ГОСТ Р 52425-2005	0,6	±2,2	±3,8	±1,8	±3,6	±1,3	±3,4	±1,3	±3,4
	0,87	±1,9	±3,5	±1,4	±3,3	±1,2	±3,2	±1,2	±3,2
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.									

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 значения I_n ;

δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии;

δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	21
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ: - температура окружающей среды, °С - параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения U_n - параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения I_n	от +20 до +25 1,00±0,02 1,1±0,1
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ: - температура окружающего воздуха трансформаторов, °С - температура окружающего воздуха счетчиков, °С - температура окружающего воздуха ИВК, °С - относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -45 до +40 от +10 до +35 от +15 до +30 90 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ – параметры сети: - напряжение, в долях от номинального значения U_n - сила тока, в долях от номинального значения I_n - частота, в долях от номинального значения f_n - коэффициент мощности ($\cos\phi$) - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	1,0±0,1 от 0,01(0,05) до 1,2 1,00±0,02 от 0,5 до 1,0 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±10 50,0±0,2
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее: - измерительных трансформаторов тока - измерительных трансформаторов напряжения - счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - счетчиков СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05 - УСПД СИКОН С70 - УССВ-16HVS - УСВ-2 - сервера	4000000 400000 140000 90000 70000 44000 70000 70000
Среднее время восстановления системы, не более, ч	24
Средний срок службы системы, не менее, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тит компонента	Рег. №	Количество
Трансформаторы тока	ТВГ-110	22440-07	9 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10К	2367-68	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	7069-07	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛК 10	2306-00	2 шт.

Наименование компонента	Тип компонента	Рег. №	Количество
Трансформаторы тока	ТПЛК-10	2306-05	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛК-10	2306-07	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-1 У1	26419-08	4 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	22656-07	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	52667-13	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛШ-10У3	6811-78	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	23894-07	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	21 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛТ-10	3640-73	12 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ-6	38394-08	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	27779-04	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	10 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	6 шт.
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-16HVS	—	1 шт.
Устройство сервисное из состава «комплекса технических средств «Энергия+»	УС-01М	—	1 шт.
Методика поверки МП-312235-013-2017	—	—	1 экз.
Формуляр 13526821.4611.084.ЭД.ФО	—	—	1 экз.
Технорабочий проект 13526821.4611.084.Т1.01 П4	—	—	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-013-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 08.09.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03.08 (Рег. № 27524-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05 (Рег. № 27779-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 ноября 2005 г.;

- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-08)
 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
 - УСПД СИКОН С70 (Рег. № 28822-05) – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки» утвержденным ВНИИМС в 2005 году.;
 - Устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10) – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
 - переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - термогигрометр CENTER (мод.314): Рег. № 22129-09.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ»

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

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3

Телефон / факс: +7 (495) 926-99-00 / +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26

Телефон: +7 (351) 958-02-68

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.