

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 10 измерительных каналов (далее - ИК)

Измерительные каналы № 1-5 состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - 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 регионального Центра энергоучета (далее - ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - 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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации.

Далее по каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. Передача информации об энергопотреблении на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Измерительные каналы № 6-8 состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН), измерительные трансформаторы тока (далее - 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 электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных RTU-325L, технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) центра сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) ПАО «ФСК ЕЭС». ИВК ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС организован на базе комплекса измерительно-вычислительного «Метроскоп», включает в себя сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных, УССВ, автоматизированное рабочее место (далее - АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приёма-передачи данных.

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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации. Далее информация по выделенному каналу (основной канал связи) поступает на ИВК ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС. При отказе основного канала связи опрос УСПД сервером ИВК ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передаёт полученные данные в базу данных сервера. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на HDD-диске.

Раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически формирует файл отчёта с результатами измерений в формате XML и автоматически передаёт его на сервер ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Измерительные каналы № 9-10 состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

2-й уровень – уровень ИВКЭ - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки Райчихинской ГРЭС (ИВКЭ) АИИС КУЭ на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа контроллер сетевой индустриальный СИКОН С50, устройство синхронизации времени типа УСВ-1, автоматизированное рабочее место (далее – АРМ) оператора;

3-й уровень – Сервер сбора данных ОАО «ДГК» филиал «Амурская генерация», осуществляющий сбор результатов измерений из контроллеров БТЭЦ, РГРЭС, контроль полноты и восстановления данных, хранение результатов измерений, формирование отчетных документов, передачу данных в ИВК, ведение журналов событий, предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным, конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения, довосстановление данных после восстановления работоспособности каналов связи и системы питания.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов при помощи шестиканального аналогово-цифрового преобразователя преобразуются в цифровой сигнал. Устройство управления счетчика выполнено на основе однокристального микроконтроллера, который по выборкам мгновенных значений напряжений и токов производит вычисление средних за период сети значений активной (реактивной) мощности для каждой фазы сети, полной мощности для каждой фазы сети и среднеквадратические значения напряжений и токов для каждой фазы на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД производит опрос цифровых счетчиков, установленных на объекте.

Сервер сбора данных производит опрос УСПД не реже 1 раза в сутки.

УСПД в автоматическом режиме осуществляет сбор данных со счетчиков, обработку информации и передачу данных посредством каналообразующей аппаратуры на Сервер сбора данных филиала ОАО «ДГК» Амурская генерация, далее информация с сервера Амурской генерации поступает на Сервер сбора данных ИВК. Сервер сбора данных Амурской генерации в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с УСПД Райчихинской ГРЭС, передачу данных на сервер ИВК. Сервер ИВК в свою очередь в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с Сервера сбора данных Амурской генерации, обработку информации и передачу данных вышестоящим субъектам ОРЭ посредством каналообразующей аппаратуры, в том числе на ИВК АИИС КУЭ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Передача информации (xml-отчеты) от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, другим смежным субъектам ОРЭ и ОАО «СО ЕЭС» осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все три уровня системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы РСТВ-01-01 (Рег. № СИ 40586-12), УСВ-1 (Рег. № СИ 28716-05), УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД», ЦСОД АИИС КУЭ ЕНЭС, Сервера сбора данных ОАО «ДГК» филиала «Амурская генерация» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и меток времени УССВ-16HVS при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и меток времени УССВ-35HVS при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-327 и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД RTU-327 происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС и УССВ в составе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС происходит при каждом сеансе связи «сервер – УССВ». Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-325L и сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД RTU-325L происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов сервера Сервера сбора данных ОАО «ДГК» филиала «Амурская генерация» и УСВ-1 в составе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС происходит при каждом сеансе связи «сервер – УССВ». Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД СИКОН С50 и УСВ-1 происходит при каждом сеансе связи УСПД – УСВ-1. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД СИКОН С50 происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», EMCOS Local, EMCOS Corporate Lite в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 6.

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 СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», EMCOS Local, EMCOS Corporate Lite.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	enalpha.exe

Таблица 2 - 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	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО ИВКЭ ОАО «РЖД»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E7B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО ИВК ОАО «ДГК» филиал «Амурская генерация»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMCOS Corporate Lite
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.1
Цифровой идентификатор ПО	dd1190e120e9e2479d2fb2c104259930
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Таблица 6 - Идентификационные данные ПО ИВКЭ Райчихинская ГРЭС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EMCOS Local
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.1
Цифровой идентификатор ПО	a0e261044ca0492ad91cc3e9988c4b96
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в Таблице 7.

Таблица 7 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

№ ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ		Основная погрешность, ($\pm\delta$)%	Погрешность в рабочих условиях, ($\pm\delta$)%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 220/27,5/10 кВ "М.Чесноковская Т", КРУН-10 кВ 1С-10 кВ, Ф.3-10 кВ	ТПЛ-10М Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 2751 Зав. № 2692 Рег. № СИ 22192-07	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 742 Рег. № СИ 831-69	ЕА05RL-Р1В-3 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 1273097 Рег. № СИ 16666-97	RTU-327 Зав. № 776, 1525, 772 Рег. № СИ 41907-09	Активная	1,2	5,7
						Реактивная	2,5	3,5
2	ПС 220/27,5/10 кВ "Ледяная-тяга" (ЭЧЭ-43) КРУН-10 кВ 1С-10 кВ Яч.№5, Ф.5-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 100/5 Зав. № 22691 Зав. № 22701 Рег. № СИ 25433-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5483 Рег. № СИ 831-69	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 1051171 Рег. № СИ 16666-97	RTU-327 Зав. № 776, 1525, 772 Рег. № СИ 41907-09	Активная	1,0	2,8
						Реактивная	1,8	4,0
3	ПС 220/27,5/10 кВ "Ядрин/т", Ввод Т-2-27,5 кВ	ТФЗМ-35Б I У1 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 56547 Зав. № 32438 Зав. № 32353 Рег. № СИ 3689-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 27500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1181571 Зав. № 1181547 Рег. № СИ 912-70	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 1152155 Рег. № СИ 16666-97	RTU-327 Зав. № 776, 1525, 772 Рег. № СИ 41907-09	Активная	1,2	5,7
						Реактивная	2,5	3,5
4	ПС 220/27,5/10 кВ "Ядрин/т", РУ-10 кВ 2С- 10 кВ, Ф.2-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 3484 Зав. № 3483 Рег. № СИ 25433-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 572 Рег. № СИ 831-69	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 1150924 Рег. № СИ 16666-97	RTU-327 Зав. № 1496 Рег. № СИ 41907-09	Активная	1,2	5,1
						Реактивная	2,5	4,4
5	ПС 220/27,5/10 кВ "Тарманчукан/т", Ввод Т- 2-10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 1087 Зав. № 7044 Зав. № 1098 Рег. № СИ 25433-08	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3030 Рег. № СИ 831-69	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 1150943 Рег. № СИ 16666-97	RTU-327 Зав. № 1496 Рег. № СИ 41907-09	Активная	1,2	5,7
						Реактивная	2,5	3,5

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 220/35/27,5/10 кВ "Магдагачи", Ввод Т-2-27,5 кВ	ТФЗМ-35Б-IV1 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 26245 Зав. № 26244 Рег. № СИ 3689-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 27500/100 Зав. № 803237 Зав. № 1275293 Зав. № 1275304 Рег. № СИ 912-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 1156604 Рег. № СИ 31857-06	RTU-325L Зав. №004460 Рег. № СИ 37288-08	Активная	1,1	5,5
						Реактивная	2,3	2,7
7	ПС 220/35/27,5/10 кВ "Магдагачи", Ввод Т-3-27,5 кВ	ТФЗМ-35Б-IV1 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 27490 Зав. № 27476 Рег. № СИ 3689-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 27500/100 Зав. № 1270261 Зав. № 1258967 Зав. № 1275168 Рег. № СИ 912-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 1156602 Рег. № СИ 31857-06	RTU-325L Зав. №004430 Рег. № СИ 37288-08	Активная	1,1	5,5
						Реактивная	2,3	2,7
8	ПС 220//35/27,5/10 кВ "Архара", КРУН-10 кВ 2С-10 кВ, Яч.№15 Ввод Т- 2-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ 10 Кл.т. 0,5 1500/5 Зав. № 07123 Зав. № 06006 Зав. № 07122 Рег. № СИ 32139-06	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1804 Рег. № СИ 20186-05	A1802RALQ-P4GB- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 1156627 Рег. № СИ 31857-06	RTU-325L Зав. №004430 Рег. № СИ 37288-08	Активная	1,1	5,5
						Реактивная	2,3	2,7
9	ПС "Райчихинская ГРЭС" ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ "Райчихинская ГРЭС- Буря-тяга"	ТФЗМ 110Б-IV Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 14412 Зав. № 14417 Зав. № 14414 Рег. № СИ 26422-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1397 Зав. № 1490 Зав. № 1496 Рег. № СИ 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 112054005 Рег. № СИ 27524-04	Сикон С50 №11.158 Рег. № СИ 28523-05	Активная	1,2	5,1
						Реактивная	2,5	4,4
10	ПС "Райчихинская ГРЭС" ОРУ-110 кВ, ОМВ-110	ТВ-110-IX Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 3213 Зав. № 618 Зав. № 3220 Рег. № СИ 32123-06	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 1397; 1510 Зав. № 1490; 1469 Зав. № 1496; 1552 Рег. № СИ 24218-03	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Зав. № 112055094 Рег. № СИ 27524-04	Сикон С50 №11.158 Рег. № СИ 28523-05	Активная	1,2	5,1
						Реактивная	2,5	4,4

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - параметры сети: напряжение от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$; ток от $1,0 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$; $\cos j = 0,87$ инд.; частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающей среды: (23 ± 2) °С для счетчиков активной энергии ГОСТ Р 52323-05, ГОСТ 30206-94; (20 ± 2) °С для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока от $0,01(0,05) \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 40 °С;
 - относительная влажность воздуха не более 98 % при 25 °С;
 - атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.
 - для счетчиков электрической энергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;
 - температура окружающего воздуха для счетчиков от минус 40 до плюс 55°С;
 - относительная влажность воздуха для счетчиков не более 95 % при 30°С;
 - параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
 - температура окружающего воздуха для RTU-327 от плюс 1 до плюс 50°С;
 - относительная влажность воздуха не более 80 % при 20 °С;
 - атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $0,01(0,05) \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2\% I_{ном}$ $\cos j = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.
6. 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.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч;
- УСПД Сикон С50 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч;
- УССВ-16HVS – среднее время наработки на отказ не менее 44000 часов;
- УССВ-35HVS – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов;
- ИВК «АльфаЦЕНТР» – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- ИВК «Метроскоп» - среднее время наработки на отказ не менее 45 000 часов;
- ИВК ОАО «ДГК» филиал «Амурская генерация» - среднее время наработки на отказ не менее 70 000 часов

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество
Трансформаторы тока встроенные	ТВ	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV	3
Трансформаторы тока встроенные	ТЛО-10	7
Трансформаторы тока встроенные	ТПЛ-10М	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б IУ1	7
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ 10	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные	ЗНОМ-35-65	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2
Устройства сбора и передачи данных серии	RTU-327	1
Устройства сбора и передачи данных серии	RTU-325L	2
Устройства сбора и передачи данных серии	Сикон С50	1
Сервер базы данных ОАО «РЖД»	HP ML 570	2
Сервер базы данных ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»	HP ProLiant BL460c G7	2
Сервер коммутационный ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС	Application Server IBM x 3650	1
Сервер архивов и сервер баз данных	DB Server 1 IBM x 3650	1
Сервер сбора данных ОАО «ДГК» филиал «Амурская генерация»	EMCOS Corporate Lite	1
ИВКЭ Райчихинской ГРЭС	EMCOS Local	1
Устройство синхронизации системного времени	PCTB-01-01	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	2
Формуляр 13526821.4611.055.ЭД.ФО	—	1
Технорабочий проект 13526821.4611.056.Т1.01 П4	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64610-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области. Методика поверки», утвержденному 07 июня 2016 г.

Перечень основных средств 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 Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональный микропроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАльфа (ЕА)», утверждённой ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в феврале 1998 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.41152.124 РЭ1; являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.41152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004г.
- УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- Сикон С50 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП ВНИИМС в 2010 г.;
- РСТВ-01-01 – по документу «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП, утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2011г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 13526821.4611.056.Т1.01 П4 «Технорабочий проект системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Амурской области

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

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

Телефон/Факс (495) 926-99-00/(495) 280-04-50

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2016 г.