

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Восточно-Сибирской железной дороги, филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (2 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Восточно-Сибирской железной дороги, филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (2 очередь) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - комплексы измерительно-информационные (ИИК), включающие в себя трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S в части активной электроэнергии, класса точности 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - комплекс измерительно-вычислительный регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327, выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

3-й уровень - комплекс информационно-вычислительный (ИВК) Центра сбора данных АИИС КУЭ, реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных - основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности с учетом коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД комплекса измерительно-вычислительного регионального Центра энергоучёта, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». С помощью ПО «АльфаЦЕНТР» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Файл «ac_metrology.dll» является библиотекой метрологически значимых функций программного модуля «АльфаЦЕНТР Коммуникатор» версии 4.9.8.1 ПО «АльфаЦЕНТР» версии 14.05.01.01. Данный модуль выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	14.05.01.01 или выше
Цифровой идентификатор ПО (ac_metrology.dll)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит программный комплекс (ПК) «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя модуль «Энергия Альфа 2». С помощью ПК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.0.2 или выше
Цифровой идентификатор ПО (enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПК «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - уровень «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Таблица 3 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
ТП «Северобайкальск»						
46	БСК-1	ТВГ-УЭТМ [®] -220 УХЛ2 К _т =0,2S К _{тт} =100/1 Зав. № 1846-16; 1847-16; 1845-16 № 52619-13	НАМИ-220 УХЛ1 К _т =0,2 К _{тн} =220000:√3/100:√3 Зав. № 1123; 1132; 1134 № 20344-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 К _т =0,2S/0,5 Зав. № 01300737 № 31857-11	RTU-327 зав. № 000904 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
47	БСК-2	ТВГ-УЭТМ [®] -220 УХЛ2 К _т =0,2S К _{тт} =100/1 Зав. № 1879-16; 1880-16; 1878-16 № 52619-13	НАМИ-220 УХЛ1 К _т =0,2 К _{тн} =220000:√3/100:√3 Зав. № 1133; 1129; 1128 № 20344-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 К _т =0,2S/0,5 Зав. № 01300736 № 31857-11		активная реактивная

Примечания:

1 Трансформаторы тока изготовлены по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения изготовлены по ГОСТ 1983-2001, счетчики изготовлены по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения активной электроэнергии и ТУ 4228-011-29056091-11 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

2 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 3. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть;

3 Допускается замена устройства сбора и передачи данных (УСПД) на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 0,8$
1	2	3	4	5	6
46, 47 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,1	1,2	1,2	1,4
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	0,8	0,9	1,0	1,1
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	0,9	1,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,6	0,6	0,8	0,9

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm \delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm \delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,866$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 0,866$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\sin \varphi = 0,866$
1	2	3	4	5	6	7	8
46, 47 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5 по ТУ 4228-011- 29056091-11)	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,1I_{Н1}$	1,6	1,4	0,9	2,1	1,9	1,6
	$0,1I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,2	1,1	0,8	1,9	1,7	1,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,0	0,8	1,8	1,7	1,5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2 В Таблицах 4 и 5 в графе «Основная погрешность ИК, $\pm \delta$, %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при вероятности $P=0,95$, $\cos \varphi=0,8 \div 0,866 / \sin \varphi=0,5 \div 0,866$ (при емкостной нагрузке);

3 В Таблицах 4 и 5 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при вероятности $P=0,95$, $\cos \varphi=0,8 \div 0,866 / \sin \varphi=0,5 \div 0,866$ (при емкостной нагрузке) и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С;

4 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО.

Технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ частота, % от $f_{ном}$ коэффициент мощности $\cos j / \sin j$ (при емк. нагрузке) температура окружающего воздуха, °С: для счетчиков магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более: для счетчиков	от 99 до 101 от 2 до 120 от 99,7 до 100,3 от 0,8 до 0,866/0,5 до 0,866 от +21 до +25 0, 05
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ частота, % от $f_{ном}$ коэффициент мощности $\cos j / \sin j$ (при емк. нагрузке) температура окружающего воздуха, °С: для ТТ и ТН для счетчиков для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл: для счетчиков	от 90 до 110 от 2 до 120 от 99,2 до 100,8 от 0,8 до 0,866/0,5 до 0,866 от -60 до +40 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0,05 до 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики А л ь ф а А1800: среднее время наработки до отказа, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД RTU-327: среднее время наработки до отказа, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: коэффициент готовности, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 48 40000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (передачи) по каждому каналу, сутки, не менее ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчика;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД.

наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчике;

пароль на УСПД;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована);

сервер (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформаторы тока ТВГ-УЭТМ [®] -220 УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	2
Шлюз-концентратор интеллектуальный (ШКИ) ЕСНик-800	2
Устройство сбора и передачи данных RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1
Методика поверки	1
Формуляр 01-705-ФО	1
Инструкция по эксплуатации АУВП.411711.650.ЭД.ИЭ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-081-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Восточно-Сибирской железной дороги, филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (2 очередь). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 06.03.2017 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 и/или МИ 2925-2005 Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - счетчиков Альфа А1800 - по документу ДЯИМ.411152.018 МП. «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП. «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденному в 2012 г.;
 - УСПД RTU-327 - по документу ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 27008-04;
 - переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
 - измеритель магнитного поля «ИМП-04», Рег. № 15527-02;
 - термогигрометр «CENTER» (мод. 315), Рег. № 22129-04.
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ, с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Восточно-Сибирской железной дороги, филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Бурятия (2 очередь)

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

Открытое акционерное общество «Российские Железные Дороги» (ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2
Телефон (факс): +7 (499) 262-60-55
Web-сайт: www.rzd.ru; E-mail: info@rzd.ru

Заявитель

Акционерное общество «ТрансМонтажСервис» (АО «ТМС»)
ИНН 7731657732
Адрес: 109004, г. Москва, ул. Александра Солженицына, д. 12, стр. 4
Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский проспект, д. 22, корп. 2
Телефон (факс): +7 (499) 503-12-92
Web-сайт: <http://transmontazhservice.ru/index.html>
E-mail: secretar@transmontazhservice.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7736042404

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: Office@vniims.ru

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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.