

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края, регистрационный № 47566-11, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), представляющий собой ИВК регионального Центра энергоучёта и включающий устройство сбора и передачи данных на базе RTU-327 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ) с установленным программным обеспечением (далее – ПО) «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Центра сбора данных АИИС КУЭ, реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), включает в себя также устройство синхронизации системного времени УССВ типа 35LVS (35HVS), каналообразующую аппаратуру, ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и автоматизированные рабочие места (АРМ).

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

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 0,02 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 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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 приёма-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучёта, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по запросу ИВК.

В ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 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 Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счётчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS), синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при повышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера, сличение происходит при каждом сеансе связи УСПД-сервер, коррекция осуществляется при расхождении показаний часов на ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД ± 2 с, но не реже 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера 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

В АИИС КУЭ используется ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» 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, автоматического накопления, обработки, хранения, отображения измерительной информации и передачи данных субъектам ОРЭ. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	ПК «Энергия Альфа 2»	-	V2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которых входит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», внесены в Госреестр СИ РФ № 35052-07.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1 и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП Аван, Л-231 (Аван-Бикин)	ТБМО-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2S 600/1 Зав. № 671 Зав. № 670 Зав. № 667	НАМИ-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 1543 Зав. № 1435 Зав. № 1581	А1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01206613	RTU-327 Зав. № 001499	Ак- тив- ная	± 0,6	± 1,5
			НАМИ-220 УХЛ1 Кл.т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 1582 Зав. № 1561 Зав. № 1430			Реак- тив- ная	± 1,1	± 3,1
2	ТП Кругликово, ТСН-2	ТОП-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 23607 Зав. № 23616 Зав. № 23632	-	А1805 RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01169878		Ак- тив- ная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тив- ная	± 2,1	± 5,2

Примечания:

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

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) Ун; ток (1,0 – 1,2) Ин; cosφ = 0,9инд.;
- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)Ун1; диапазон силы первичного тока (0,02(0,05) – 1,2)Ин1; коэффициент мощности cosφ (sinφ) 0,5 – 1,0(0,6 – 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 50°С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40°C до плюс 65°C ;
- относительная влажность воздуха $(40 - 60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+30^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

6 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+40^{\circ}\text{C}$.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице **Ошибка! Источник ссылки не найден..** Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Российские железные дороги» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД «RTU-327» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована);
 - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 - сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 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 - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
 - сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-220	27069-05	3
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	15174-01	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220	20344-05	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-06	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 47566-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2013 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 Альфа А1800 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 - по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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 -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Хабаровского края с Изменением № 1», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)
Юридический адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2
Тел.: (499) 262-60-55
Факс: (499) 262-60-55
e-mail: info@rzd.ru
<http://www.rzd.ru>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»
(ООО «Техносоюз»)
Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щёлковское шоссе, д. 9
Тел.: (495) 640-96-06
E-mail: info@t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46
Тел/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

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.