

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) трансформаторной подстанции «Лопча» Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Амурской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) трансформаторной подстанции «Лопча» Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Амурской области (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №) 41907-09), 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.

Третий уровень - измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (ИВК), 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 энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 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 приема-передачи данных поступает на входы УСПД регионального Центра энергоучета, 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени (УССВ), синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам точного 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 системного времени 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 «АльфаЦЕНТР», ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

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».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 4 - 5, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» 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

Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 - 6.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД
1	Ввод 1 35 кВ ВЛ-ПЭ МПС-1	ТЛО-35 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 Зав. № 17-42009; 17-42010; 17-42011 рег. № 36291-11	ЗНОЛ-ЭК-35_МН31 кл.т 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 Зав. № 47219; 47220; 47221 рег. № 68841-17	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01313763 рег. № 31857-11	RTU-327 зав. № 001495 рег. № 41907-09
2	Ввод 2 35 кВ ВЛ-ПЭ МПС-2	ТЛО-35 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 Зав. № 17-42012; 17-42013; 17-42014 рег. № 36291-11	ЗНОЛ-ЭК-35_МН31 кл.т 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 Зав. № 47222; 47223; 47224 рег. № 68841-17	A1802RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01313764 рег. № 31857-11	
3	Ввод 1 10 кВ №11 на ПС 220 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 40/5 Зав. № 17-42030; 17-42031; 17-42032 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Зав. № 17-41973; 17-41974; 17-41975 рег. № 47583-11	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01313781 рег. № 31857-11	
4	Ввод 2 10 кВ №30 на ПС 220 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 Зав. № 17-42027; 17-42028; 17-42029 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/√3/100/√3 Зав. № 17-41976; 17-41977; 17-41978 рег. № 47583-11	A1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01313782 рег. № 31857-11	

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %				Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,8	2,2	2,5	4,8	1,9	2,3	2,6	4,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,3	1,4	2,3
3, 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	2,4	2,7	4,9	2,4	2,8	3,1	5,1
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,7	2,0	2,2	3,5
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,6	1,8	1,9	2,7

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1, 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,0	2,4	4,2	2,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,5	1,5	2,9	2,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,9	1,2	2,4	1,8
3, 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	4,1	2,5	5,2	4,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,8	1,9	4,3	3,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,1	1,5	3,8	3,4
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,5	3,8	3,4

Примечания

1 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C;

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

3 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.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от (1)2 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк} от -40 до +60 от -40 до +65 от +1 до +50 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 48 100000 70000</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3,5</p>

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:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - ИВК;
- 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);
- ИВК (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 АИИС КУЭ. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз
Трансформаторы тока	ТЛО-35	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-35	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Методика поверки	МП 206.1-292-2017	1
Паспорт-формуляр	82462078.411711.001.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-292-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) трансформаторной подстанции «Лопча» Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Амурской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20.10.2017 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 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;
- 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 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.41152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.41152.018 МП», утвержденному в 2012 г.;
- для УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки ДЯИМ.466215.007МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
- 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 АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационной документации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) трансформаторной подстанции «Лопча» Дальневосточной ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Амурской области

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)

ИНН 7708503727

Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

Телефон: +7 (499) 262-60-55

Факс: +7 (499) 262-60-55

Web-сайт: www.rzd.ru

E-mail: info@rzd.ru

Заявитель

Акционерное общество «Научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт информатизации, автоматизации и связи на железнодорожном транспорте» (АО «НИИАС»)

ИНН 7709752846

Адрес: 109029, г. Москва, ул. Нижегородская, д. 27, стр.1

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, 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.