

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Карлык» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Карлык» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005), класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализованный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 001134), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-Центр», 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-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – 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 энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительные каналы (далее - 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 уровня ИВК 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 оснащена системой обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации времени УССВ-35HVS. Устройство синхронизации времени УССВ-35HVS 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.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «Альфа-Центр», включающее в себя модули «Альфа-Центр АРМ», «Альфа-Центр СУБД «Oracle», «Альфа-Центр Коммуникатор». С помощью ПО «Альфа-Центр» 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.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора программного обеспечения
«Альфа-Центр АРМ»	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
«Альфа-Центр СУБД «Oracle»	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	MD5
«Альфа-Центр Коммуникатор»	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	MD5
ПК «Энергия Альфа 2»	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

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

Защита ПО обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

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

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

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ТП «Карлык»						
1	Ввод ЗСМК Карлык - 1 110 кВ точка измерения № 1	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 8708; 8705; 8710 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 8835; 8847; 8843 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257564 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 001134 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	Ввод ЗСМК Карлык - 2 110 кВ точка измерения № 2	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=150/1 Зав. № 8707; 8706; 8709 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 9112; 8859; 8832 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257504 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,8	2,5	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,6	1,4	2,1	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,1	1,0	1,8	1,7

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. Нормальные условия эксплуатации:

Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от I_n до $1,2 \cdot I_n$;
- коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,87(0,5);
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{H1}$ до $1,1 \cdot U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - от $(0,01)0,02 \cdot I_{H1}$ до $1,2 \cdot I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

- Для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{H2}$ до $1,1 \cdot U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{H2}$ до $1,2 \cdot I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Карлык» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество, шт.
Трансформаторы тока ТГФМ-110	6
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
УСПД типа RTU-327	1
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	2
УССВ-35HVS	1
Сервер управления HP ML 360 G5	1
Сервер основной БД HP ML 570 G4	1
Сервер резервный БД HP ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56300-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Карлык» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 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»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков Альфа А1800 - по документу «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии 1ЧТ1-327. 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 АИИС КУЭ и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе АУВП.411711.550.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Кузбассэнерго» Западно-Сибирской железной дороги».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Карлык» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
8. АУВП.411711.550.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Кузбассэнерго» Западно-Сибирской железной дороги».

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»)
Почтовый 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 «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел.: (495) 620-08-38
Факс: (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, 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 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.