

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Антибесс» 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 «Антибесс» Западно-Сибирской ЖД – филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя 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, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09, зав. № 001135), 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 (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, а с учетом температурной составляющей –  $\pm 1,5$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

### 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 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«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;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по 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	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ТП «Антибесс»						
1	ВЛ - 110 кВ Иверка - Антибесская	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=600/1 Зав. № 8691; 8690; 8692 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 9002; 8927; 8991 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257532 Госреестр № 31857-11	RTU-327 зав. № 001135 Госреестр № 41907-09	активная реактивная
2	ВЛ - 110 кВ Антибесская - Мариинск	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=600/1 Зав. № 8693; 8694; 8695 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 8820; 9048; 8823 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257498 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
3	Ввод Т1	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=75/1 Зав. № 8587; 8605; 8595 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 8820; 9048; 8823 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257497 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
4	Ввод Т2	ТГФМ-110 класс точности 0,2S Ктт=75/1 Зав. № 8592; 8597; 8593 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 9002; 8927; 8991 Госреестр № 24218-13	A1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01257548 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Пределы допускаемой относительной погрешности 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	3	4	5	6	7	8
1 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	0,5	0,5	0,6	0,8	0,8	0,9
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	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	Пределы допускаемой относительной погрешности 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	3	4	5	6
1 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,1	1,8	2,5	2,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,6	1,4	2,1	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,0	1,8	1,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

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

3. Рабочие условия эксплуатации:

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  $0,05 \cdot I_{Н1}$  до  $1,2 \cdot I_{Н1}$ ; 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  $0,9 \cdot U_{н2}$  до  $1,1 \cdot U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - от  $0,01 \cdot I_{н2}$  до  $1,2 \cdot I_{н2}$ ; 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.
4. 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 40000 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:
  1. параметрирования;
  2. пропадания напряжения;
  3. коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  1. счетчика;
  2. промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  3. испытательной коробки;
  4. УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
  1. пароль на счетчике;
  2. пароль на УСПД;
  3. 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 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 «Антибесс» 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	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока ТГФМ-110	12
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
УСПД типа RTU-327	1
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	4
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	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 56818-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Антибесс» Западно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские Железные Дороги» в границах Кемеровской области. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13 января 2014 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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.;
- для 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 системы 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 «Антибесс» 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. 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».
7. ТУ 4228-011-29056091-11 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Технические условия».

### **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](mailto: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](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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.