

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменением № 1, № 2, № 3 регистрационный № 47805-15, 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:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (далее - ИИК), включающий 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 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 класса точности 0,2S в режиме измерений активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ТУ 4228-011-29056091-11 в режиме измерений реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – 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 (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 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 программно-аппаратный комплекс (ПАК) 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 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  $\pm 1$  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  $\pm 1$  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  $\pm 2$  с, но не реже 1 раза в сутки. СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5$  с/сут.

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 корректуре.

### **Программное обеспечение**

На уровне регионального Центра энергоучёта используется ПО «АльфаЦЕНТР», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1.1. 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. 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».

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1.2. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения, отображения измерительной информации и передачи данных субъектам ОРЭ.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 14
Цифровой идентификатор ПО	0E90D5DE7590BBD89594906C8DF82AC2
Другие идентификационные данные, если имеются	ac_metrology.dll

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.13.6
Цифровой идентификатор ПО	A61ADC9069FB03A0069DD47BB71DC768
Другие идентификационные данные, если имеются	enalpha.exe

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав ИК АИИС КУЭ					К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>сч</sub>	Вид энергии	Метрологические характеристики			
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер			УСПД	Основная погрешность ИК, (±δ) %	Погрешность ИК в рабочих условиях, (±δ) %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
31	ТП Могоча Ввод Т-1 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 № 23256-11		А	ТБМО-110 УХЛ1	6188	RTU-327 зав. № 000776 Госреестр № 41907-09	220000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
					В	ТБМО-110 УХЛ1	6190					
					С	ТБМО-110 УХЛ1	6189					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13		А	НАМИ-110 УХЛ1	11009					
					В	НАМИ-110 УХЛ1	10474					
					С	НАМИ-110 УХЛ1	11017					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 31857-11		A1802RAL-P4GB-DW-4		01200849					
32	ТП Могоча Ввод Т-2 110 кВ	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2S К <sub>ТТ</sub> =200/1 № 23256-11		А	ТБМО-110 УХЛ1	6185	RTU-327 зав. № 000776 Госреестр № 41907-09	220000	активная реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
					В	ТБМО-110 УХЛ1	6187					
					С	ТБМО-110 УХЛ1	6186					
		ТН	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТН</sub> =110000:√3/100:√3 № 24218-13		А	НАМИ-110 УХЛ1	9626					
					В	НАМИ-110 УХЛ1	10048					
					С	НАМИ-110 УХЛ1	11169					
		Счетчик	К <sub>Т</sub> =0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> =1 № 31857-11		A1802RAL-P4GB-DW-4		01200848					

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 компонентов АИИС КУЭ:

- параметры сети: напряжение (от 0,99 до 1,01)  $U_n$ ; ток (от 1,0 до 1,2)  $I_n$ ;  $\cos \varphi = 0,8$  инд.;

- температура окружающей среды:  $(23 \pm 2)^\circ\text{C}$ .

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,05) до 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности от  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от  $-60^\circ\text{C}$  до  $40^\circ\text{C}$ ;

- относительная влажность воздуха 98 % при  $25^\circ\text{C}$ ;

- атмосферное давление от 86,0 до 106,7 кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1)  $U_{n1}$ ; диапазон силы первичного тока (от 0,01 (0,05) до 1,2)  $I_{n1}$ ; коэффициент мощности от  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота  $(50 \pm 0,2)$  Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от  $-40^\circ\text{C}$  до  $65^\circ\text{C}$ ;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при  $25^\circ\text{C}$ ;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение  $(220 \pm 10)$  В; частота  $(50 \pm 1)$  Гц;

- температура окружающего воздуха от  $18^\circ\text{C}$  до  $25^\circ\text{C}$ ;

- относительная влажность воздуха не более 75 %;

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;

- сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$ .

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2%  $I_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $10^\circ\text{C}$  до  $35^\circ\text{C}$ .

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Российские железные дороги» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 2 ч;

- УСПД RTU-327 - среднее время наработки на отказ не менее 40 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 1 ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - счетчика электрической энергии;
  - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 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 - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 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 (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4 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
1 Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	23256-11	6
2 Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	6
3 Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	2
4 Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
5 Сервер управления	HP ML 360 G5	-	1
6 Сервер основной БД	HP ML 570 G4	-	1
7 Сервер резервный БД	HP ML 570 G4	-	1
8 Методика поверки	РТ-МП-3401-500-2016	-	1
9 Паспорт-формуляр	ТЕ.411711.566.ФО02	-	1
10 Руководство по эксплуатации	—	-	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3401-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.07.2016 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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 по МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденному в 2012 г.;
- 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-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 46656-11;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02.
- 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 %, номер в Государственном реестре средств измерений № 22129-09.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Забайкальской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4. ТП Могоча». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1940/500-RA.RU.311703-2016 от 04.07.2016 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.

#### **Изготовитель**

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (ОАО «РЖД»)  
ИНН 7708503727  
Юридический адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2  
Тел.: +7 (499) 262-60-55  
Факс: +7 (499) 262-60-55

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «СтройСвязьКомплект» (ООО «НТЦ «СтройСвязьКомплект»)  
Юридический адрес: 105064, г. Москва, ул. Садовая-Черногрозевская, д.13/3, корп. 1  
Тел.: +7 (495) 510-75-00



**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA. RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.