

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской области

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской 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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - 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 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 по тексту - 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  $\pm 1$  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 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 корректировке.

### Программное обеспечение

На уровне регионального Центра энергоучета 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 ОРЭМ.

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	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	enalpha.exe

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской области.

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

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской области приведен в таблице 2.

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

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТП Ручей, ВЛ 110кВ Семигорск	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 6349; 6350; 6351 Госреестр № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 10447; 11072; 11189 Госреестр № 60353-15	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01303492 Госреестр № 31857-11	RTU-327 Зав. № 001508 Госреестр № 41907-09
2	ТП Ручей, ВЛ 110кВ Усть-Кут	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 6352; 6353; 6354 Госреестр № 60541-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 10976; 10951; 10916 Госреестр № 60353-15	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01303493 Госреестр № 31857-11	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d <sub>1(2)%</sub> ,	d <sub>5 %</sub> ,	d <sub>20 %</sub> ,	d <sub>100 %</sub> ,
		I <sub>1(2)%</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>5 %</sub>	I <sub>5 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20 %</sub>	I <sub>20 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100%</sub>	I <sub>100 %</sub> £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120%</sub>
1, 2 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d <sub>1(2)%</sub> ,	d <sub>5 %</sub> ,	d <sub>20 %</sub> ,	d <sub>100 %</sub> ,
		I <sub>1(2)%</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>5 %</sub>	I <sub>5 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20 %</sub>	I <sub>20 %</sub> £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100%</sub>	I <sub>100 %</sub> £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120%</sub>
1, 2 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5

Примечания:

1 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

2 Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения - от  $0,99 \cdot U_{ном}$  до  $1,01 \cdot U_{ном}$ ; диапазон силы тока - от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;

– температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С.

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  $0,01 I_{н1}$  до  $1,2 I_{н1}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

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

Для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от  $0,8 \cdot U_{н2}$  до  $1,2 \cdot U_{н2}$ ; сила тока от  $0,01 \cdot I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 65 °С.

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

5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час;
- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - пароль на счетчиках электрической энергии;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики 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;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 5 лет.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

## Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные однофазные	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Комплексы измерительно- вычислительные для учета электроэнергии	«АльфаЦЕНТР»	1
	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	РТ-МП-4071-500-2016	1
Паспорт-формуляр	1037739877295.411711.046.ПС-ФО	1

### Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4071-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской области. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 13.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по документу «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.
- для УСПД RTU-327 - по документу ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для измерения вторичной нагрузки ТТ - в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений для измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН - в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энерготестер ПКЭ-А, регистрационный номер 53602-13;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер 39937-08;
- термогигрометр CENTER (мод. 314), регистрационный номер 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской области». Свидетельство об аттестации методики измерений № 2001/500-RA.RU.311703-2016 от 08.12.2016 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Ручей» Восточно-Сибирской ЖД - филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Иркутской 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

Тел.: +7 (499) 262-60-55; Факс: +7 (499) 262-60-55

E-mail: [info@rzd.ru](mailto:info@rzd.ru); <http://www.rzd.ru/>

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РЕСУРС» (ООО «РЕСУРС»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр. Вернадского, д. 39, этаж 4, помещение 1, комната 13

Тел.: +7 (926) 878-27-26

#### **Испытательный центр**

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.