

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога") Октябрьской ЖД - филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах республики Карелия

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога") Октябрьской ЖД – филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах республики Карелия (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

### 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 - измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 2 измерительных канала системы по количеству точек учета электроэнергии;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 19495-03, зав. № 001130), выполняющего функции сбора, хранения результатов

измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии "Альфа-Центр" (Госреестр № 20481-00), который решает 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 Комплекса измерительно-вычислительного для учета электроэнергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" (Госреестр № 35052-07), серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

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 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.

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 времени сервера, при превышении порога  $\pm 1$ с. происходит коррекция времени сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция при превышении  $\pm 1$ с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков при превышении порога более чем на  $\pm 2$  с. Взаимодействие между уровнями АИИС осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Точность хода часов счетчика согласно описанию типа  $\pm 0,5$  с, с учетом температурной составляющей  $\pm 1,5$  с. Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

## **Программное обеспечение**

Уровень регионального Центра энергоучета содержит Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии "Альфа-Центр", включающий в себя программное обеспечение "Альфа-Центр АРМ", "Альфа-Центр СУБД "Oracle", "Альфа-Центр Коммуникатор". ИВК "Альфа-Центр" решает 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 Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающий в себя программное обеспечение ПК "Энергия Альфа 2". ИВК "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1. - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
"АльфаЦЕНТР"	"АльфаЦЕНТР АРМ"	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"АльфаЦЕНТР СУБД "Oracle"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	MD5
"АльфаЦЕНТР"	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	MD5
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	ПК "Энергия Альфа 2"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

- Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр», включающий в себя ПО внесен в Госреестр СИ РФ под № 20481-00;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – соответствует уровню «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Уровень ИВК АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 (Госреестр № 19495-03, зав. № 001130) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии "Альфа-Центр" (Госреестр № 20481-00).

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ п/п	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
<b>"Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога")</b>					
1	АТ1, 220 кВ точка измерения №1	ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 Зав. № 716; 727; 715 Госреестр № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 Зав. № 1555; 1589; 1610 Госреестр № 20344-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01210064 Госреестр № 31857-06	активная реактивная
2	Л-214, 220 кВ точка измерения №2	ТБМО-220 УХЛ1 класс точности 0,2S К <sub>ТТ</sub> =600/1 Зав. № 728; 729; 714 Госреестр № 27069-05	НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,2 К <sub>ТН</sub> =220000/√3/100/√3 Зав. № 1556; 1609; 1557 Госреестр № 20344-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01210062 Госреестр № 31857-06	активная реактивная

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	диапазон тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:					
		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, 2 (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	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	диапазон тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности P=0,95:			
		Основная относительная погрешность ИК, ( $\pm\delta$ ) %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm\delta$ ) %	
		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, 2 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5 - ГОСТ 26035-94)	$0,02I_{Н1} \leq I_1 < 0,05I_{Н1}$	2,4	2,1	3,2	2,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	1,5	1,3	1,9	1,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,1	0,9	1,3	1,2
	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	0,9	1,2	1,1

Примечания:

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

Параметры сети:

- диапазон напряжения -  $(0,99 \div 1,01)U_{Н}$ ;
- диапазон силы тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{Н}$ ;
- диапазон коэффициента мощности cos $\varphi$  (sin $\varphi$ ) -  $0,8 \div 1,0(0,5 \div 0,6)$ ;

- 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 -  $(0,9 \div 1,1)U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi) - 0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $-30^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1)U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,01 \div 1,2)I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi) - 0,8 \div 1,0(0,6)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от  $+10^{\circ}\text{C}$  до  $+30^{\circ}\text{C}$ ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) 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 80000 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:
  - ✓ 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 – не менее 30 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога") Октябрьской ЖД – филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах республики Карелия типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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.
1	2
Трансформатор тока типа ТБМО-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения типа НАМИ-220 УХЛ1	6
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-327	1
Счётчик электрической энергии типа Альфа А1800	2
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
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии "Альфа-Центр"	1
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электроэнергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

### Поверка

Осуществляется по документу "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции

"Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога") Октябрьской ЖД - филиала ОАО "Российские железные дороги" в границах республики Карелия. Измерительные каналы. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" \_\_\_\_\_ 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "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";
- Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки";
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки";
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр" - по документу "Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр". Методика поверки", ДЯИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" - по документу "ГСИ. Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА". Методика поверки" МП 420/446-2007, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ "Ростест-Москва" в 2007 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**

Указаны в документе АУВП.411711.111.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Карелэнерго» Октябрьской железной дороги».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции "Нигозеро" (ОРУ 220кВ ПС-91 "Кондопога") Октябрьской ЖД – филиала ОАО "Российские Железные Дороги" в границах Республики Карелия**

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 26035-83. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
8. АУВП.411711.111.ЭД.ИЭ «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций в границах ОАО «Карелэнерго» Октябрьской железной дороги»

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Открытое акционерное общество "Российские Железные Дороги"  
(ОАО "РЖД")  
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 «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ»)  
Юридический адрес: 125368, г. Москва, ул. Барышиха, д. 19  
Почтовый 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")  
Юридический адрес:  
119361, г. Москва  
ул. Озерная, д. 46  
тел./факс: (495)437-55-77  
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков

М.п. " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2011 г.