

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, измерения времени в координированной шкале времени UTC (SU).

Описание средства измерений

АИИС представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и 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;
- передача результатов измерений в организации – участники оптового рынка электроэнергии;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны серверов 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) с функцией сбора информации от ИИК ТИ.

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВК выполнен на базе аппаратно-программного комплекса (АПК) системы учета и контроля электроэнергии автоматизированного «ES-Энергия» (Г. р. № 22466-02) и включает в себя:

- сервер БД на базе промышленного компьютера HP ProLiant DL380R04;
- сервер сбора данных на базе промышленного компьютера ROBO-2000-2473;
- переключатель KVMA («клавиатура/ мышь/монитор») типа LKM-9268A;
- модуль коррекции времени типа ЭНКС-2.01.00;

– автоматизированные рабочие места АРМ (ПЭВМ с установленным ПО «ES-Энергия» EnergyClient, подключенные к локальной сети Ethernet к серверу БД).

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются. Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии. Количество накопленных в регистрах импульсов за 30-минутный интервал времени пропорционально энергии каждого вида и направления.

По окончании 30-минутного интервала накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в координированной шкале времени UTC.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, осуществляет обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины, хранит результаты измерений в регистрах собственной памяти и передает их в сервер БД. Сервер БД осуществляет сбор результатов измерений с УСПД, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение в БД АИИС.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическая передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, в том числе в:

- ПАО ОАО «АТС»;
- ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (Кузбасское РДУ);
- ОАО «Кузбассэнерго»;
- ООО «Энергосбытовая компания «Энергосервис».

Связь между ИИК ТИ и ПТК осуществляется по каналу мобильной связи стандарта GSM посредством GSM модемов Wavecom Fastrack M1306B-ON и преобразователей интерфейсов RS-232/RS-485/RS-422 ADAM-4520.

Связь между УСПД и сервером БД осуществляется по локальной вычислительной сети Ethernet.

Передача данных от сервера БД во внешние по отношению к АИИС системы осуществляется по глобальной сети передачи данных Интернет.

ИИК ТИ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень измерительных компонентов в составе ИК АИИС приведен в таблице 1.

АИИС выполняет измерение времени в шкале UTC (SU). Синхронизация шкалы времени счетчиков электрической энергии ИИК ТИ с координированной шкалой времени осуществляется модулями коррекции времени ЭНКС-2.01.00 на основе GPS-приемников, установленными на каждой подстанции. Все счетчики электрической энергии ИИК ТИ, установленные на одной подстанции, связаны друг с другом и с модулем коррекции времени посредством интерфейса RS-485.

Коррекция часов счетчика производится не чаще 1 раза в сутки на величину не более 119 с.

Таблица 1 – Перечень измерительных компонентов в составе ИК АИИС

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии	
		Тип, № Г. р.	К _{тр}	Кл. т.	Тип, № Г. р.	К _{тр}	Кл. т.	Тип, № Г. р.	Кл. т. акт./реакт
119	ПС №19 "Краснокаменная" 110/35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. ф. 10-11-Г	ТОЛ Г. р. № 47959-11	400/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	10000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03М.01 Г. р. № 36697-08	0,5S/1
120	ПС №19 "Краснокаменная" 110/35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, яч. ф. 10-25-Г	ТОЛ Г. р. № 47959-11	400/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	10000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03М.01 Г. р. № 36697-08	0,5S/1
121	ПС №7 35/6 кВ "Шахта Новая", ЗРУ-6 кВ, ячейка фидера № 11	ТПФМ-10 Г. р. № 814-53	150/5	0,5	НТМИ-6-66 Г. р. № 2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Г. р. № 36697-08	0,5S/1
122	ПС №7 35/6 кВ "Шахта Новая", ЗРУ 6 кВ, ячейка фидера № 16	ТПЛМ-10 Г. р. № 2363-68	200/5	0,5	НТМИ-6-66 Г. р. № 2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Г. р. № 20175-01	0,2S/0,5
Примечание - В соответствии с описанием типа трансформаторов напряжения типа НАМИ-10, в рабочих условиях применения (мощность на выводах основных вторичных обмоток АВ и ВС в диапазоне от 50 до 100 В·А, обмотки СА в диапазоне от 0 до 30 В·А, температура в диапазоне от минус 60 °С до 55 °С, напряжение сети в диапазоне от 0,5 U_{ном} до 1,2 U_{ном}) трансформаторы имеют метрологические характеристики, соответствующие классу точности 0,5.									

Программное обеспечение

В ИВК АИИС используется программное обеспечение из состава АПК «ES-Энергия» Метрологически значимая часть программного комплекса и ее идентификационные признаки приведены в таблице 2.

Таблица 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ESAccount.exe	—	8e3fe5153066ff8cd5d232dbd20cb0fd	«ES-Учет» (клиентская часть программного комплекса АИИС КУЭ «ES-Энергия»)	MD5
EnergyClient.exe	—	e5d9e7df505e3e62534c0fe1d301d346	Модуль формирования XML-файла и отображения	MD5
ES_Meter.exe	—	cfd18be3b36b92b3a2606acf24e4464f	Модуль сбора информации с ИИК ТИ	MD5

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С».

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов4;
Границы основной допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95^1$ приведены в таблице 3;
Границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности $P=0,95$ в рабочих условиях примененияприведены в таблице 4;
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с ± 5 ;
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут30;
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут30;
Формирование XML-файла для передачи внешним системамавтоматическое;
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данныхавтоматическое;
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет3,5;
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИавтоматическое;
Рабочие условия применения компонентов АИИС:
— температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С от 0 до плюс 40;

¹ Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С от минус 40 до плюс 40;
- частота сети, Гцот 49,5 до 50,5;
- напряжение сети питания, Вот 198 до 242;
- индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05.

Допускаемые значения информативных параметров:

- ток, % от $I_{ном}$ для всех ИКот 5 до 120;
- напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110;
- коэффициент мощности ($\cos \varphi$) 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.;
- коэффициент реактивной мощности ($\sin \varphi$)0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 - Границы основной допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной энергии

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК № 119, 120, 121		ИК №№ 122	
		$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$	$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$
5	0,5	± 5,5	± 3	± 5,4	± 2,6
5	0,8	± 3	± 4,6	± 2,9	± 4,4
5	0,865	± 2,7	± 5,6	± 2,5	± 5,4
5	1	± 1,8	–	± 1,8	–
20	0,5	± 3,1	± 1,8	± 2,9	± 1,5
20	0,8	± 1,7	± 2,6	± 1,6	± 2,4
20	0,865	± 1,5	± 3,1	± 1,4	± 3
20	1	± 1,2	–	± 1,1	–
от 100 до 120	0,5	± 2,4	± 1,5	± 2,2	± 1,2
от 100 до 120	0,8	± 1,4	± 2,1	± 1,2	± 1,8
от 100 до 120	0,865	± 1,2	± 2,4	± 1,1	± 2,2
от 100 до 120	1	± 1	–	± 0,9	–

Таблица 4 – Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной энергии в рабочих условиях применения

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК № 119, 120, 121		ИК №№ 122	
		$\delta_W^A, \%$	$\delta_W^P, \%$	$\delta_W^A, \%$	$\delta_W^P, \%$
5	0,5	± 5,7	± 4	± 5,4	± 2,7
5	0,8	± 3,4	± 5,3	± 2,9	± 4,5
5	0,865	± 3,1	± 6,2	± 2,6	± 5,6
5	1	± 2,1	–	± 1,8	–
20	0,5	± 3,4	± 3,2	± 3	± 1,6
20	0,8	± 2,2	± 3,7	± 1,7	± 2,5
20	0,865	± 2,1	± 4,1	± 1,5	± 3
20	1	± 1,5	–	± 1,1	–
от 100 до 120	0,5	± 2,8	± 3,1	± 2,2	± 1,3
от 100 до 120	0,8	± 2	± 3,4	± 1,3	± 1,9
от 100 до 120	0,865	± 1,9	± 3,6	± 1,2	± 2,3
от 100 до 120	1	± 1,4	–	± 0,9	–

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь. Паспорт - формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС

Наименование	Тип, модификация	Количество, шт
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	4
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02.2	1
Сервер БД	HP ProLiant DL380R04	1
Сервер сбора данных	ROBO-2000-2473	1
Преобразователь сигналов интерфейса RS-422/485/RS-232	ЭНКС-2.11.8	2
Модуль коррекции времени	ЭНКС-2.01.0	3
Переключатель KVMA («клавиатура/мышь/монитор»)	LKM-9268A	1
Модем GSM	Wavecom Fastrack M1306B-ON	3
Преобразователь Ethernet/RS-232	MOXA DE-304	1
Преобразователь RS-232/RS-485/RS-422	ADAM-4520	1
Концентратор Ethernet	3Com OfficeConnect Switch 5	1
АРМ	—	1
Документация		
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь. Паспорт - формуляр	—	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь. Методика поверки	017-30007-2013	1

Поверка

осуществляется по документу 017-30007-2013 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» «29» ноября 2013 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Г. р. № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Г. р. № 20085-11), клещи токовые АТК-1001 (Г. р. № 43841-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г. р. № 23070-05), тайм-серверы ФГУП «ВНИИФТРИ» из состава средств передачи эталонных сигналов времени и частоты ГСВЧ (поправка системных часов операционной системы компьютеров, осуществляющих прием сигналов точного времени по сетевому протоколу NTP составляет величину не более ± 10 мс).

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными и техническими документами по поверке:

- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИГЛШ.411152.145РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации ИГЛШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- АПК «ES-Энергия» - в соответствии с документом «Система учета и контроля электроэнергии автоматизированная «ES-Энергия». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» 04.12.2001 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь. Свидетельство об аттестации методики измерений № 189-01.00249-2013 от «29» ноября 2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические Сети» г. Киселевск 3-я очередь

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
2. ГОСТ 7746-2001 Межгосударственный стандарт. Трансформаторы тока. Общие технические условия;
3. ГОСТ 1983-2001 Межгосударственный стандарт. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
4. ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
5. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

6. Дополнение 5 к Технорабочему проекту (1406/05-00) АИИС.1312ПО/0713-ТРП (ООО «ПО Энергоресурс») «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические сети» г. Киселевск.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Производственное объединение Энергоресурс»

190005, г. Санкт-Петербург, Троицкий пр., д.12 лит. А, пом. 4 «Н».

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383) 210-08-14.

Тел/факс (383) 210-1360, E-mail: director@sniim.nsk.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____ 2014 г.