



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>45046-10</u>
---	--

Изготовлена ООО «Росэнергосервис» (г. Владимир) для коммерческого учета электроэнергии на ОАО «ЭЛАРА» по проектной документации ООО «Росэнергосервис», заводской номер 067.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ЭЛАРА» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «ЭЛАРА»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2 классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (7 измерительных канала).

2-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИБК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, в том числе GSM-модемы Siemens, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер сбора данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются 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 преобразуют 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с помощью поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление потребленной электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя УСВ-1. Время сервера АИИС синхронизировано со временем УСВ-1, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСВ-1 ± 1 с.. Сличение времени счетчиков с временем сервера каждые 30 мин, при расхождении времени счетчиков с временем сервера ± 2 с выполняется корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/6 кВ "Западная"; 1 с.ш.; яч. 6 кВ №115	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 59185 Зав.№ 6/н	НАМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2257	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 02041181	—	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
2	ПС110/6 кВ "Западная"; 2 с.ш.; яч. 6 кВ №220	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 20488 Зав.№ 20868	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1870	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 03042016		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
3	ПС 110/6 кВ "Западная"; 2 с.ш.; яч. 6 кВ №224	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 42991 Зав.№ 42061		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 02041240		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
4	ПС 110/6 кВ "Западная"; 3 с.ш.; яч. 6 кВ №319	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6/н Зав.№ 6/н	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав.№ 7270,7181	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 02042005		Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
5	ПС 110/6 кВ "Студенческая"; 1с.ш. яч. 6 кВ №117	ТПЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 55773 Зав.№ 70499	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2907	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 03044198		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
6	ПС 110/6 кВ "Студенческая"; 4 с.ш. яч. 6 кВ №410	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 64171 Зав.№ 60105	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав.№ 499	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 03042053		Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
7	РП-6кВ СЗРК котельной 4-С СЗПР от ПС 110/6 кВ "Студенческая"	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4422 Зав.№ 4050	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2112	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 09051201		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток $(1,0 \div 1,2)$ Ином, $\cos\varphi = 0,9$ инд.; температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Ином; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до $+70 ^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до $+70 ^\circ\text{C}$; для сервера от $+15$ до $+35 ^\circ\text{C}$;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $0 ^\circ\text{C}$ до $+40 ^\circ\text{C}$;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.02.2– среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания севера с помощью источника бесперебойного питания;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервера;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение сервера.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС - 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ВНИИМС в августе 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.02.2 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1, раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ»;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+ 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %, дискретность 0,1 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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.
ГОСТ 7746	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ 1983	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S – 0,5S).
ГОСТ 8.217-2003 ГСИ.	Трансформаторы тока. Методика поверки
ГОСТ 8.216-88 ГСИ.	Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
МИ 2999-2006	"Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа".
МИ 3000-2006	"Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭЛАРА» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

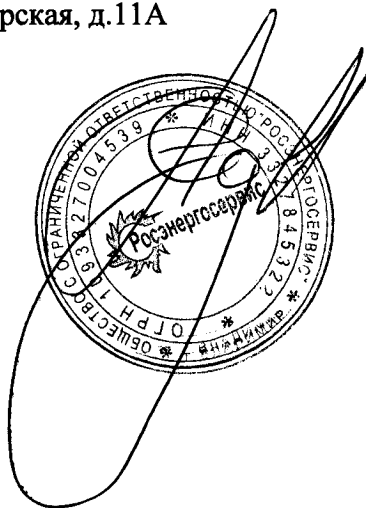
ООО «Росэнергосервис»

тел/факс (4922) 37-34-67,

адрес: 600001, г. Владимир, ул. Офицерская, д.11А

Генеральный директор

ООО «Росэнергосервис»



А.С. Юдин