

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ МП «Нижегородское метро» (ст. Московская - ст. Горьковская)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ МП «Нижегородское метро» (ст. Московская - ст. Горьковская) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии, класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425 (в части реактивной электроэнергии), установленных на энергообъектах МП «Нижегородское метро» (ст. Московская – ст. Горьковская).

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 и аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи.

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер базы данных, аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Уровни ИВКЭ и ИВК объединены в один уровень, далее в тексте это уровень ИВК. АИИС КУЭ обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике с помощью измерительной микросхемы осуществляется выборка входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналогово-цифровые преобразователи, и выполняются различные вычисления для получения всех необходимых величин. С выходов измери-

тельной микросхемы на УСПД поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии.

УСПД осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти; также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу.

Для передачи информации с цифровых выходов счетчиков (ИИК) на всех объектах в УСПД созданы каналы передачи информации (основной и резервный), организованные по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат канала ВОЛС (счетчик – преобразователь – УСПД).

В УСПД осуществляется вычисление значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, обработка (вычисление электропотребления за заданные периоды для заданных групп измерительных каналов) и передача на сервер баз данных по интерфейсу RS-232.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения точного времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Синхронизация часов в системе производится не реже одного раза в сутки, по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного к УСПД (RTU-327).

Для защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Программное обеспечение

ПО «АльфаЦЕНТР» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии.

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК системы при измерении измерения активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,5S) и измерительных трансформаторов тока и напряжения (кл. точности 0,2, 0,2S).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии, в результате математической обработки измерительной информации в «АльфаЦЕНТР», составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Другие идентификационные данные: наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	4.2.1.0	045761ae9e8e40c82b061937aa9c5b00	Amrserver.exe	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	4.3.3.0	05a5d6be0574fce8a27462e3498dda62	Amrc.exe	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	4.3.3.0	aeefde21a81569abec96d8cb4cd3507b	Amra.exe	
Драйвер работы с БД	4.2.0.0	860d26cf7a0d26da4acb3862aaee65b1	Cdbora2.dll	
Библиотека шифрования пароля счетчиков	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	encryptdll.dll	
Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
1	2
Пределы допускаемых значений относительной погрешности ИК системы при измерении электрической энергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблицах 3 и 4.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электрической энергии, трансформаторов тока и напряжения, °С	от 5 до 40
Влажность воздуха, %	до 95 при 35 °С
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25 - 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10, 6
Первичные номинальные токи, кА	0,1; 0,4; 0,6
Номинальное вторичное напряжение, В	100

1	2
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	8
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, с	± 5
Средний срок службы системы, не менее, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК системы при измерении активной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, d_3 , %.

Таблица 3

№ ИК*	cos φ	$\pm\delta_{1\%I}$, [%] $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5$	$\pm\delta_{5\%I}$, [%] $I_5 \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%I}$, [%] $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%I}$, [%] $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
		1, 2, 3, 4 5, 6, 7, 8	1 0, 0,	± 1,9 ± 2,1 ± 2,6	± 1,4 ± 1,9 ± 2,1

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК системы при измерении реактивной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации, %

Таблица 4

№ ИК	sin φ	$\pm\delta_{1\%I}$, [%] $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\pm\delta_{5\%I}$, [%] $I_5 \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\pm\delta_{20\%I}$, [%] $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\pm\delta_{100\%I}$, [%] $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
		1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	0,87 0,6	± 3,6 ± 3,9	± 3,5 ± 3,4

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК системы при измерении средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d , - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК системы при измерении средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\% , \text{ где}$$

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Номер точки измерений	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Средство измерений			
		Наименование средств измерений Обозначение, тип, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра			
		ТТ	ТН	счетчик	УСПД
1	ТП-24 РУ-6 кВ, Ввод 1, яч. 5	ТПОЛ-10У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =600/5 № 1261-08	ТН1:ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08	А1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11	
			ТН2:ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08		
2	ТП-24 РУ-6 кВ, Ввод 2, яч. 9	ТПОЛ-10У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =600/5 № 1261-08	ТН1:ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08	А1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11	
			ТН2:ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08		
3	ТП-24 РУ-6 кВ, яч. 3	ТПЛ-10-М-1 КТ 0,2S K _{ТТ} =100/5 № 22192-07	ТН1:ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08	А1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11	
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08		

RTU 327-E1-R2M2-M08; № 141907-09

4	ТП-24 РУ-6 кВ, яч. 14	ТПЛ-10-М-1 КТ 0,2S K _{ТТ} =100/5 № 22192-07	ТН1: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08	A1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =6000/√3/100/√3 № 3344-08	
5	СТП-11 РУ-10 кВ, Ввод 1, яч. 6	ТЛК-10-5У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =400/5 № 9143-06	ТН1: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	A1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	
6	СТП-11 РУ-10 кВ, Ввод 2, яч. 9	ТЛК-10-5У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =400/5 № 9143-06	ТН1: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	A1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	
7	СТП-12 РУ-10 кВ, Ввод 1, яч. 7	ТЛК-10-5У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =400/5 № 9143-06	ТН1: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	A1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	
8	СТП-12 РУ-10 кВ, Ввод 2, яч. 11	ТЛК-10-5У3 КТ 0,2S K _{ТТ} =400/5 № 9143-06	ТН1: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	A1805RLXQ- P4GB-DW-4 КТ 0.5S K _{сч} =1 № 31857-11
			ТН2: ЗНОЛ.06-6У3 КТ 0,2 K _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 3344-08	

RTU 327-E1-R2M2-M08; № 141907-09

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2011. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 6

Наименование	Количество, шт
GPS-приемник	1
Программное обеспечение на CD-диске	1
Формуляр (АИИС11.411711.Н03.ФО)	1
Методика поверки (АУВБ.411711.Н03.МП)	1
Эксплуатационная документация (АУВБ411711.Н03.ЭД)	1

Поверка

осуществляется по документу АУВБ.411711.Н03.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ МП «Нижегородское метро» (ст. Московская – ст. Горьковская). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в ноябре 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018 МП, согласованной с ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС 25.05.2012 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки» ДЯИМ.466215.007.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 году;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1 мкс;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ[®]-А(М)», Мультиметр «Ресурс – ПЭ». Диапазон измерений от 0 до 10 А. Пределы основной относительное погрешности измерения тока $\pm 1\%$. Границы относительной погрешности измерений полной мощности δ_S : при значении тока от 0,25 А до 7,5 А $\delta_S = \pm 0,5 \%$ от измеренного значения; при значении тока от 0,05 А до 0,25 А $\delta_S = \pm 1 \%$ от измеренного значения; при значении тока от 0,01 А до 0,05 А $\delta_S = \pm 4 \%$ от измеренного значения;
- Термогигробарометр автоматизированный ТГБА-1. Диапазон измерений: температура от минус 60 до 50 °С, погрешность $\pm 0,2$ °С; относительная влажность воздуха от 10 до 98 %, относительная погрешность $\pm 3 \%$ при температуре от 0 до 50 °С, $\pm 5 \%$ при температуре от минус 30 до 0 °С; атмосферное давление от 600 до 1080 гПа, относительная погрешность $\pm 0,3$ гПа.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ МП «Нижегородское метро» (ст. Московская – ст. Горьковская). Методика измерений» АУВБ.411711.Н03.МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ МП «Нижегородское метро» (ст. Московская – ст. Горьковская)

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
6. ГОСТ Р 52425 -2005. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Экситон»

Адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6

тел.: (831) 465-07-13

факс: (831) 465-07-11, E-mail: info@exiton-nn.com

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1,

Тел./факс: (831) 428-78-78, (831) 428-57-95, E-mail: mail@nncsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ "Нижегородский ЦСМ" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30011-13 от 27.11.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п. « ____ » _____ 2014 г.