

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии "АльфаЦЕНТР" (Госреестра № 44595-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2003, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2003, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии);

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 (Госреестр № 41907-09), автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) HVS-35, линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из сервера баз данных (СБД) на базе сервера ИВК ООО «Нижегородская энергетическая компания» (Моха Nport 5650-8-DT), АРМ пользователей и аппаратуры приема-передачи данных.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) 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 базе данных сервера ИВК АИИС КУЭ не менее 3,5 лет, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков и УСПД в базу данных ИВК.

Принцип действия:

Первичные фазные 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 преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии без учета коэффициентов трансформации. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД осуществляется по интерфейсу RS-485 с дальнейшим преобразованием в интерфейс RS-232 (счетчик – GSM-терминал - GSM-терминал - УСПД).

В УСПД осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК ООО «Нижегородская энергетическая компания», а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер ИВК ООО «Нижегородская энергетическая компания» автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД осуществляется по основному и резервному каналам:

- основной канал: сети интернет (УСПД – сети интернет - сервер БД);
- резервный канал: в формате RS-232 (УСПД - GSM модем - GSM модем - сервер БД).

На сервере ИВК ООО «Нижегородская энергетическая компания» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Для передачи информации заинтересованным субъектам происходит по основному и резервному каналам передачи данных:

- основной канал: сети интернет (сервер БД – сети интернет – заинтересованные субъекты);
- резервный канал: в формате RS-232 (сервер БД - GSM модем - заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь) оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройств синхронизации системного времени (УССВ) - HVS-35 включающих в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени УСПД и сигналов УССВ происходит ежесекундно. Ход часов УСПД не превышает ± 1 с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиком и УСПД. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО СБД, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблицах 1.1, 1.2

Таблица 1.1 – Метрологически значимые модули ПО (уровень ИВКЭ)

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	alphamess.dll	Версия 4.2	b8c331abb5e34444170eee93 17d635cd	MD5
	cdbora2.dll		0630461101a0d2c1f5005c11 6f6de042	
	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae 8d0572c	
	amra.exe		9cf3f689c94a65daad982ea46 22a3b96	
	amrc.exe		a75ff376847d22ae4552d2ec2 8094f36	
	amrserver.exe		559f01748d4be825c8cda4c3 2dc26c56	

Таблица 1.2 – Метрологически значимые модули ПО (уровень ИВК)

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	alphamess.dll	Версия 3.16.2	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5
	cdbora2.dll		5f7bed5660c061fc898523478273176c	
	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	amra.exe		5b0009aa01b467c075539bdfcf6be0b9	
	amrc.exe		dedfd7b1a1a4f887b19440caa280d50e	
	amrserver.exe		350fea312941b2c2e00a590fb617ae45	

ПО «АльфаЦентр» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-003-12 от 31 мая 2012 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК (1-2 уровни) АИИС КУЭ ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь) приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИИК (1-2 уровни) АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ (1-2 уровни)				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
15	ОАО «Дзержинский водоканал» ГПП «РОС», РУ-6 кВ, 1СШ, яч. 3	ТОЛ-10-І кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. №№ 10690; 15013; 15012 Госреестр № 15128-07	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1184 Госреестр № 16687-02	Альфа 1805RLX- P4GB-DW-4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01250288 Госреестр № 31857-11	RTU- 327-E- R2-M2- M04 Зав.№ 000739 Госре- естр № 19495- 03	активная реактив- ная
16	ОАО «Дзержинский водоканал» ГПП «РОС», РУ-6 кВ, 3СШ, яч. 27	ТПЛ-10-М кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. №№ 4774; 4775; 4776 Госреестр № 22192-07	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1183 Госреестр № 16687-02	Альфа А1805RL- P4GB-DW-4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01255468 Госреестр № 31857-11		активная реактив- ная

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%,$ $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%,$ $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
15, 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	± 3,4	± 2,2	± 2,1	± 2,1
	0,9	± 3,7	± 3,1	± 2,9	± 2,9
	0,8	± 4,0	± 3,3	± 3,0	± 3,0
	0,7	± 4,5	± 3,4	± 3,1	± 3,1
	0,5	± 6,1	± 4,1	± 3,5	± 3,5
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20} \%,$ $I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100} \%,$ $I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
15, 16 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	± 7,9	± 5,8	± 5,2	± 5,2
	0,8	± 6,4	± 5,3	± 4,9	± 4,9
	0,7	± 5,8	± 5,1	± 4,8	± 4,8
	0,5	± 5,3	± 4,9	± 4,7	± 4,7

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила тока от $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 1, 2.
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 15 °С до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2003;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2003.
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2003, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2003, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный «Альфа А1800» – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 24$ часа;
- для УСПД RTU-327 $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, СОЕВ, RTU-327, сервере;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
 - фактов пропадания напряжения;
 - фактов коррекции времени.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД RTU-327, сервере (функция автоматизирована).
 - Глубина хранения информации:
 - счетчики электроэнергии Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет при 25°C и не менее 2 лет при 50°C;
 - RTU-327– 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 3,5 лет;
 - ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблице 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1 Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
2 Трансформатор тока	ТПЛ-10-M	3
3 Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2
4 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	2
5 Шкаф УСПД	УСПД RTU-327-E-R2-M2-M04; HVS-35; источник бесперебойного питания UPS APC Back-UPS 1500VA 230V; модем Zyxel U-336S; GSM модем MC 35i; GSM модем TC 35; преобразователь интерфейса Adam 4520	1
6 Серверный шкаф	Сервер баз данных; коммуникационный сервер Моха Nport 5650-8-DT; GSM модем MC 35i; модем Zyxel U-336S	1
7 Коммуникационное НКУ	GSM модем MC 35i; GSM модем TC 35; преобразователь интерфейса Adam 4520	1
8 ПО (комплект)	АльфаЦЕНТР	1
9 Методика поверки	МП 1601/550-2013	1
10 Паспорт-формуляр	СТПА.411711.И02.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1601/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июне 2013 года.

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 счётчик Альфа А1800 - по методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утверждённой ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- для устройства сбора и передачи данных серии RTU-327- по документу « Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП» , утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04).
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь).

Свидетельство об аттестации методики измерений 012/01.00316-2011/2013 от 12.08.2013

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ЗАО «Нижегородская электрическая компания» для электроснабжения МУП ВКХ «ИСТОК» г. Дзержинск (2-я очередь)

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
4. ГОСТ 7746-2003 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983-2003 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электроэнергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «СТАНДАРТ»

Адрес (юридический): 603009, РФ, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6

Адрес (почтовый): 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

Испытательный центр

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

Аттестат аккредитации № 30030-10 от 15.03.2010 года.

Адрес : 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: (495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.