

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии, по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа СИКОН С1, каналообразующую аппаратуру и специализированное программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД), устройство синхронизации системного времени УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и специализированное программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуются 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где производится обработка измерительной информации (перевод в именованные величины с учётом постоянной счётчика, умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение результатов измерений и их передача на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, результаты измерений по основному каналу связи стандарта GSM поступают на сервер БД ИВК ООО «ЭнергоСервис», где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, хранение результатов измерений, оформление отчётных документов и передачу информации всем заинтересованным субъектам в рамках согласованного регламента. При отказе основного канала связи сервер БД переключается на резервный. Результаты измерений от сервера АИИС КУЭ Филиала ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» (регистрационный номер № 34089-07) по ИК 6 и ИК 14 и АИИС КУЭ Филиала ОАО «ТГК-4» - «Брянская региональная генерация» точка учета ОАО «КАЗ» №3 (регистрационный номер № 37759-08) в формате электронного документа XML макета 80020 поступают на сервер БД ИВК ООО «Энергосервис».

Передача информации от ИВК ООО «ЭнергоСервис» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСП/IP сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC (SU) ± 100 мкс. Часы сервера БД синхронизированы с УСВ-3, коррекция часов сервера осуществляется при расхождении ± 2 с. Сравнение показаний часов УСПД и сервера БД происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и сервера БД осуществляется при обнаружении расхождения на величину более чем ± 1 с. Абсолютная погрешность измерения текущего времени, измеряемого УСПД (системное время) в сутки не более ± 1 с. Сличение показаний часов счетчиков и соответствующего УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами соответствующего УСПД на величину более чем ± 1 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод») используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологич. характеристик.	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %
1	ПС 110/35/6 кВ «Клинцовская ТЭЦ», ЗРУ-6 кВ, яч. 4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 90942 Зав. № 90850	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1392	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,2/0,5 Зав. № 03063777	СИКОН С1 Зав. № 1690	активная	± 1,1	± 3,0
				реактивная		± 2,3	± 4,5	
2	ПС 110/35/6 кВ «Клинцовская ТЭЦ», ЗРУ-6 кВ, яч. 30	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 05416 Зав. № 05404	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 8724	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,2/0,5 Зав. № 03063137	СИКОН С1 Зав. № 1690	активная	± 1,1	± 3,0
				реактивная		± 2,3	± 4,5	
3	ПС 110/35/6 кВ «Клинцовская ТЭЦ», ГРУ-6 кВ, яч. 6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 3483 Зав. № 1912	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 6000:√3/ 100:√3 Зав. № 22201 Зав. № 21793 Зав. № 21707	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5/0,5 Зав. № 11060128	СИКОН С1 Зав. № 1691	активная	± 1,3	± 3,2
				реактивная		± 2,3	± 4,5	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (от 0,95 до 1,05) U_n ; ток (от 1,0 до 1,2) I_n ; $\cos j = 0,9$ инд.; частота ($50 \pm 0,15$) Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (от 0,05 до 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (от 0,9 до 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (от 0,01 до 1,2) $I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,5 до 0,87); частота ($50 \pm 0,2$) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 55 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,05 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в местах расположения счетчиков электрической энергии от плюс 20 до плюс 30 °С.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД, сервера и УСВ-3 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ часов, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- УСПД СИКОН С1 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;

- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 305\ 167$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- сервер БД - 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод») 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 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Регистрационный №	Количество
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-02	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6	3344-04	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	15236-03	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59221-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод»). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 30 сентября 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счётчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованная с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 г.;
- УСПД СИКОН С1 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ.235.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСВ-3 – по документу «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод»), аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Клинцовский автокрановый завод»)

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСервис» (ООО «ЭнергоСервис») Юридический адрес: 105062, г. Москва, ул. Макаренко д. 5/16, стр.1Б
Тел.: (499) 759-00-09 (многоканальный)

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ» (ООО ИТЦ «СИ») Юридический адрес: 117403, г. Москва, ул. Булатниковская, д. 9, корпус 4, офис 7
Почтовый адрес: 117534, г. Москва, а/я 32
Телефон: (925) 44-22-829

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул.Озерная, д.46

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Е-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«___»_____2014 г.

М.п.