

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Аткарский МЭЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Аткарский МЭЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую 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, счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83, 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 (ИВК) включает в себя сервер АО «Аткарский МЭЗ», автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000», а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК №№ 1, 2, 5, 6 цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-коммуникаторов, далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS на входы сервера АО «Аткарский МЭЗ». Для ИК №№ 3, 4 цифровой сигнал с выходов счётчиков по каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS поступает непосредственно на входы сервера АО «Аткарский МЭЗ». Сервер АО «Аткарский МЭЗ» осуществляет обработку измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера АО «Аткарский МЭЗ» в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 уровни ИИК и ИВК. СОЕВ имеет доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP - NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Сличение часов NTP-сервера осуществляется с часами сервера АО «Аткарский МЭЗ». Контроль показаний часов сервера осуществляется по запросу 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера АО «Аткарский МЭЗ» происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АО «Аткарский МЭЗ» на величину более чем ± 1 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	30.03/2014/A-1									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0 b1b21906 5d63da94 9114dae4	b1959ff70 be1eb17c 83f7b0f6d 4a132f	d79874d1 0fc2b156 a0fdc27e 1ca480ac	52e28d7b 608799b b3ccea41 b548d2c8 3	6f557f88 5b73726 1328cd77 805bd1ba 7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049a f1fd979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/27,5/10 кВ "Аткарск", 1СШ ЗРУ-10 кВ, яч.№3	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 3177 Зав. № 3180	НТМИ-10 Кл.т 0,5 10000/100 Зав. № 4197	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т 0,5S/1,0 Зав.№ 0803163264	iROBO- 2000- 40i5TRH N	активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,6
2	ПС 110/27,5/10 кВ "Аткарск", 2СШ ЗРУ-10 кВ, яч.№4	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 457 Зав. № 160	НТМИ-10 Кл.т 0,5 10000/100 Зав. № 1445	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т 0,5S/1,0 Зав.№ 0803162764		активная	1,3	3,3
						реактивная	2,5	5,6
3	РП-2 10кВ, яч. №7	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 1039 Зав. № 1043	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т 0,5 10000/100 Зав. № 673	ПСЧ- 4ТМ.05МК.12.01 Кл.т 0,5S/1,0 Зав.№ 1106120117	активная	1,3	3,3	
					реактивная	2,5	5,6	
4	ЗТП 42 10/0.4 кВ, РУ-0.4 кВ, ф. №2	—	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.24 Кл.т 1,0/2,0 Зав.№ 1111153001	активная	1,1	3,2	
					реактивная	2,2	5,9	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	РП МЭЗ 10 кВ, яч. 3	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 09248 Зав. № 09077	НАМИТ-10 Кл.т 0,5 10000/100 Зав. № 0823	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав.№ 0107061230	iROBO- 2000- 40i5TRH N	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
6	РП МЭЗ 10 кВ, яч. 14	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 09222 Зав. № 09250	НАМИТ-10 Кл.т 0,5 10000/100 Зав. № 1120	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т 0,2S/0,5 Зав.№ 0107062047	iROBO- 2000- 40i5TRH N	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

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

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); 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 $(0,9-1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °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 15 до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5) \% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5° до плюс 35 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 - 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 $t_v=1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (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:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-03	4
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ	47958-11	2
Трансформаторы тока	ТЛК	42683-09	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-00	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	831-53	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	16687-07	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ- 4ТМ.05МК	46634-11	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Сервер	iROBO-2000- 40i5TRHN	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711. АИИС.377 ПФ	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64812-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Аткарский МЭЗ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в июне 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- 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 ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Аткарский МЭЗ». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0015/2016-01.00324-2011 от 30.05.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Аткарский МЭЗ»

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис» (ООО «ЭССС») Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204 Почтовый адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис №3 ИНН 7706292301 Тел.: (4922) 33-81-51, 34-67-26; E- mail: ess@esssp.vladinfo.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоинтеграция» (ООО «Энергоинтеграция») Адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, стр.6 Тел.: (495) 665-82-06

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ») Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а Тел./факс: (4712)53-67-74; E-mail: kcsms@sovtest.ru Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.