

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Алексинэнергосбыт» вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Алексинэнергосбыт» вторая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных 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 (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики) в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 41681-10), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1 цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего контроллера СИКОН ТС65, далее по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) поступает на сервер сбора и БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Для ИК №№ 2-5 информация об энергопотреблении поступает на сервер сбора и БД из АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-4» – «Тульская региональная генерация» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33616-06) в виде xml-макетов формата 80020. Также имеется возможность прямого опроса сервером сбора и БД указанных счетчиков аналогично ИК № 1.

Передача информации от сервера сбора и БД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» 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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера сбора и БД с УСВ-2 осуществляется не реже 1 раза в час, корректировка часов сервера сбора и БД производится независимо от наличия расхождений.

Для ИК № 1 сравнение показаний часов счетчика с часами сервера сбора и БД производится во время сеанса связи (один раз в сутки). Корректировка часов счетчика осуществляется независимо от наличия расхождений.

Для ИК №№ 2-5 синхронизация часов счетчиков осуществляется в соответствии с описанием типа АИИС КУЭ филиала ОАО «ТГК-4» – «Тульская региональная генерация» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33616-06). Также имеется возможность синхронизации часов указанных счётчиков с часами сервера сбора и БД аналогично ИК № 1.

Передача информации от счетчика до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, а также с помощью специальных программных средств, что соответствует уровню «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

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 электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-179 10 кВ РУ-10 кВ 2 с.ш. ф.6	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Пер. № 47958-11	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 46738-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	Kraftway Express	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	АТЭЦ 220/110/10 кВ РУ-10 кВ ф.8 Горсеть	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 814-53	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Kraftway Express	Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,3
3	АТЭЦ 220/110/10 кВ РУ-10 кВ ф.20 Горсеть	ТПФ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 517-50	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Активная	1,3	3,3
						Реактивная	2,5	5,3
4	АТЭЦ 220/110/10 кВ РУ-10 кВ ф.43 Горсеть	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		Активная	1,3	3,3
					Реактивная	2,5	5,3	
5	АТЭЦ 220/110/10 кВ РУ-10 кВ ф.47 Горсеть	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 363-49	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	Активная	1,3	3,3	
					Реактивная	2,5	5,3	

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ-2 на аналогичное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +15 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности: – $\cos\varphi$ – $\sin\varphi$ – частота, Гц <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>0,5 до 1,0</p> <p>от 0,5 до 0,87</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от 0 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики типа СЭТ4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики типа СЭТ4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000</p> <p>2</p> <p>90000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>5</p> <p>3,5</p>

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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность 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).

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 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФ-10	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3 шт.
Трансформаторы	НОМ-10	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Сервер сбора и БД	Kraftway Express	1 шт.
Методика поверки	МП ЭПР-007-2017	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.135.ТП	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-007-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Алексинэнергосбыт» вторая очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 19.04.2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- 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» 04 мая 2012 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-01).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Алексинэнергосбыт» вторая очередь

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)

ИНН 3328498209

Адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11

Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: www.ensys.su

E-mail: post@ensys.su

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (929) 935-90-11

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.