

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МЭЗ «Лискинский»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МЭЗ «Лискинский» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 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 (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 1-10 цифровой сигнал с выходов счётчиков по GSM-связи, используя GSM-модемы, поступает на сервер ИВК. В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Воронежское 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 уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УСВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии 15.04, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений под № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

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 АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, ($\pm\delta$), %	Погрешность в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦРП-6 кВ, яч. 2, 2 с.ш., Ввод 1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 77599; Зав. № 77579	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2084	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604112082	-	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,7
2	ЦРП-6 кВ, яч. 33, 2 с.ш., Ввод 2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 77526; Зав. № 77493	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2084	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604112044	-	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,7
3	ЦРП-6 кВ, яч. 17, 1 с.ш., Ввод 3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 77584; Зав. № 76834	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1361	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604112137	-	активная	1,2	3,3
						реактивная	2,8	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ЦРП-6 кВ, яч. 9, 1 с.ш., Ввод 4	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 77478; Зав. № 77482	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1361	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604112106	-	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
5	ЦРП-6 кВ, яч. № 33 (жилой поселок линия 1)	ТПЛ-10 УЗ Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 30882; Зав. № 30990	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2084	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611100619	-	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
6	ЦРП-6 кВ, яч. № 9 (жилой поселок линия 1)	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 62984; Зав. № 62983	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1361	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0604112151	-	активная реактивная	1,2 2,8	3,3 5,7
7	ТП-1 0,4 кВ (дом 91)	Т-0,66 УЗ Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 35; Зав. № 186; Зав. № 7435	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0601121283	-	активная реактивная	1,0 2,4	3,2 5,6
8	ТП-1 0,4 кВ (Вымпелком- Регион)	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл. т. 1/2,0 Зав. № 0703120255	-	активная реактивная	1,1 2,4	3,2 6,4
9	ТП-1 0,4 кВ (Реком)	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл. т. 1/2,0 Зав. № 0712112280	-	активная реактивная	1,1 2,4	3,2 6,4
10	ТП-4 0,4 кВ (Вотек мобайл)	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М Кл. т. 1/2,0 Зав. № 0703120354	-	активная реактивная	1,1 2,4	3,2 6,4

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 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98–1,02) $U_{ном}$; ток (1,0–1,2) $I_{ном}$, частота - (50±0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от + 15 до + 35 °С; счетчиков - от + 21 до + 25 °С; ИВК - от + 10 до + 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

а) для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9–1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,05–1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от - 40 до + 70 °С.

б) для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9–1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01–1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота - (50±0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40–60) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа;

- температура окружающего воздуха:

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.12 от - 40 до + 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.04 от - 40 до + 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-3ТМ.05М от - 40 до + 60 °С;

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

в) для аппаратуры передачи и обработки данных:

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

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

- относительная влажность воздуха (70±5) %;

- атмосферное давление (100±4) кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1–10 от 0 до + 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 – среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М.04 – среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-3ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ 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 БД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и сервере БД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- 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 45 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - 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 АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	10
Трансформатор тока	ТПЛ-10 УЗ	1276-59	2
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6891-85	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.12	36355-07	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.04	36355-07	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-3ТМ.05М	36354-07	3
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64869-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МЭЗ «Лискинский». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.12 – по документу ИЛГШ.411152.146РЭ «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.04 – по документу ИЛГШ.411152.146РЭ «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-3ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.138РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от - 20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %;
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 19,99 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО МЭЗ «Лискинский», 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) ОАО МЭЗ «Лискинский»

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

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго» (ЗАО «РеконЭнерго»)

ИНН 3328489050

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12А

Тел./Факс: (473) 222-73-78, 222-73-79, 254-52-61, 254-50-99

E-mail: office@rekonenergo.ru

<http://www.rekonenergo.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

ИНН 7722844084

Адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 50, к. 2

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-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 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____» _____ 2016 г.