

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2106 от 05.10.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»

Назначение средства измерений

АИИС КУЭ ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- передача результатов измерений по электронной почте в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, 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 (коррекция времени).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

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 (далее - счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035 -83 и ГОСТ 31819.23-2012 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 - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325 (далее - УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий себя сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ и программное обеспечение (далее - ПО) «Альфа-Центр».

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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на третий уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). GPS-приемник входит в состав УСПД «RTU-325». Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера БД с временем УСПД «RTU-325» осуществляется каждые 2 мин, и корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера и УСПД ± 2 с. Сличение времени счетчиков Альфа 1800 с временем УСПД каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств. Расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журналах событий УСПД и сервера БД.

Журнал событий сервера БД отражает события журналов событий ИВКЭ и ИИК, полученные с уровней ИВКЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр»	alphamess.dll	AC_SE_5	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5
	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5
	amra.exe		932da14df08bee64117a44f91c015c09	MD5
	amrc.exe		e114d19d3b7ff99b71796f2fdbb14597	MD5
	amrserver.exe		e17abf082add206ed7afa0aa7528fc97	MD5
	cdbora2.dll		47900072cfb6e73ce3fce169bc80f695	MD5
	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5

ИВК для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа-Центр», внесены в Федеральный информационный фонд СИ РФ № 20481-00.

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

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ВЛ-110 кВ Астраханская ГРЭС - ЦРП 1 цепь (ВЛ-110 кВ 131)	SNBC 500/5 Кл. т. 0,2S	SVTR-10C 110000/100 Кл. т. 0,5	A1802 RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5	RTU-325	активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,9
8	ВЛ-110 кВ Астраханская ГРЭС - ЦРП 2 цепь (ВЛ-110 кВ 132)	SNBC 500/5 Кл. т. 0,2S	SVTR-10C 110000/100 Кл. т. 0,5	A1802 RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,9
9	ВЛ-110 кВ Астраханская ГРЭС - Перво- майская (ВЛ- 110 кВ 135)	SNBC 500/5 Кл. т. 0,2S	SVTR-10C 110000/100 Кл. т. 0,5	A1802 RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,9
29	ШСВ-110 кВ	SNBC 500/5 Кл. т. 0,2S	SVTR-10C 110000/100 Кл. т. 0,5	A1802 RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±0,8	±1,6
						реактивная	±1,8	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
41	Фидер-5 6кВ	ТПОЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	A1805 RAL-P4G- DW-4 Кл. т. 0,5S/1,0	RTU-325	активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,6
32	Г-1	ТЛП-10-1 4000/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5S	A1802 RLXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
30	Г-2	ТЛП-10-1 4000/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5S	A1802 RLXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
34	Г-3	ТЛП-10-1 2000/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	A1802 RLXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
40	ТСН-1	ТЛО-10-1 600/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	A1802 RLXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±1,1	±3,0
						реактивная	±2,6	±4,9
42	ТСН-2	ТЛО-10-1 600/5 Кл. т. 0,5S	ЗНОЛ.06 10500/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	A1802 RLXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5		активная	±1,2	±3,2
						реактивная	±2,6	±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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК от плюс 10 до плюс 40 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена устройства синхронизации времени на одноступенчатого утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа 1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не мене для УСПД RTU-325 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 75000 0,5 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 40 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии организацию 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;
 - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. № СИ	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	SNBC	43661-10	12
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛП-10-1	30709-08	9
Трансформатор тока	ТЛО-10-1	25433-08	6
Трансформатор напряжения	SVTR-10С	43745-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2611-70	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-07	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3344-04	9
Счётчик электрической энергии	A1800	31857-11	10
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	2
Программное обеспечение	Альфа-Центр	20481-00	
Методика поверки	МП 46749-11 с Изменением №1	-	1
Паспорт-Формуляр	72122884.4252103.011.ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 46749-11 с Изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 7 июня 2017 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН - по ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- 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»;
- Счетчики типа Альфа А1800 - в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- Устройства сбора и передачи данных типа RTU-325 - в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр» - в соответствии с документом ДЯИМ.466453.06МП, «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № СИ 27008-04;
- 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%, Рег. № СИ 22129-09.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № RA.RU.311787 от 02.08.2016 г.

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

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 «Р.В.С.» (ООО «Р.В.С.»)

ИНН 7722506575

Адрес: 117105, г. Москва, Варшавское шоссе, д.25А, стр.6, БЦ Чайка Плаза 10

Телефон: +7 (495) 797-96-92

Факс: +7 (495) 797-96-93

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Релейной Защиты»
(ООО «Системы Релейной Защиты»)

Адрес: 140070, Московская область, п. Томилино, ул. Гаршина д. 11 а/я 868

Юридический адрес: 111020, г. Москва ул. Боровая, д. 7, стр. 10, пом. XII, комн. 11

Телефон: +7 (495) 772-41-56

Факс: +7 (495) 544-59-88

Испытательный центр

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

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.