

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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 Р 52323-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 30206-94 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) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер, GSM-модем, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М передается посредством GSM-коммуникаторов С-1.02 по основному и резервному каналам сотовой связи стандарта GSM в базу данных сервера ИВК АИИС КУЭ. Сервер ИВК осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС», региональные филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от ИВК АИИС КУЭ по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложе-

нием 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 счетчиков и уровень 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 сервера ИВК с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть Интернет осуществляется с помощью модуля ПО «Альфа ЦЕНТР» (АС_Т) с использованием протокола NTP версии 4.0 в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется при наличии расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с сервером ИВК производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчика выполняется автоматически при расхождении с часами сервера на величину ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ» используется ПО «АльфаЦЕНТР», 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	11.05.01	09148bc6b5707b28e08e6bc260843963	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		05dd5a0ccf85a15cb4c47677e7c2fbac	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		aeefde21a81569abec96d8cb4cd3507b	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		7db1e4173056a92e733efccfc56bc99e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР» внесены в Государственный реестр средств измерений под регистрационным номером № 44595-10.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

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 1-го, 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го, 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ» и их основные метрологические характеристики

Но-мер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих услови-ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ФАК-1» яч. №25	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № 3996 Зав. № 8933	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071236		Ак-тивная	±1,3	±3,4
						Реак-тивная	±2,5	±5,6
2	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ОС-1» яч. №5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 0920 Зав. № 1219		СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071187		Ак-тивная	±1,3	±3,4
						Реак-тивная	±2,5	±5,6
3	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ФАК-2» яч. №18	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № 7685 Зав. № 7369	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 327	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071225		Ак-тивная	±1,3	±3,4
						Реак-тивная	±2,5	±5,6
4	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ОС-2» яч. №6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 4965 Зав. № 8885		СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108072085	HP Proliant D L380G7 E Зав.№ CZ2137051R	Ак-тивная	±1,3	±3,4
						Реак-тивная	±2,5	±5,6
5	Каменская ПК, ОРУ-10 кВ, ПКУ-10 кВ ВЛЗ-1, ф. «ЛЭП-1» ТС-1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 54351 Зав. № 54093 Зав. № 54091	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 03470-12 Зав. № 03471-12 Зав. № 03472-12	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0803120350		Ак-тивная	±1,3	±3,5
						Реак-тивная	±2,5	±5,9
6	Каменская ПК, ОРУ-10 кВ, ПКУ-10 кВ ВЛЗ-2, ф. «ЛЭП-2» ТС-2	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 55369 Зав. № 55367 Зав. № 55373	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 2006253 Зав. № 2006254 Зав. № 2006185	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125233		Ак-тивная	±1,3	±3,5
						Реак-тивная	±2,5	±5,9
7	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-1» яч. №35	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 23769-13 Зав. № 25077-13 Зав. № 24965-13	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0804130737		Ак-тивная	±0,9	±1,6
						Реак-тивная	±1,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-3» яч. №33	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 25424-13 Зав. № 25423-13 Зав. № 25425-13	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1968	СЭТ-4ТМ.03М 0,2S/0,5 Зав. № 0804130703		Ак- тивная	±0,9	±1,6
						Реак- тивная	±1,6	±2,9
9	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-2» яч. №38	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 24842-13 Зав. № 23854-13 Зав. № 23855-13	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 327	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125635	HP Proliant D L380G7 E Зав.№ CZ2137051R	Ак- тивная	±1,0	±2,4
						Реак- тивная	±1,8	±4,4
10	ПС 110/35/10 кВ «Кувшиново», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ф. «ЦКП-4» яч. №40	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,2S 1000/5 Зав. № 25374-13 Зав. № 25375-13 Зав. № 24830-13		СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125699		Ак- тивная	±1,0	±2,4
						Реак- тивная	±1,8	±4,4

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 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9 – 1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока – (0,01(0,05) – 1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при 35 °С;

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

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота – (50 ± 0,2) Гц;

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

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

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

- атмосферное давление от 84,0 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 °С до плюс 25 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

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

6 Погрешность в рабочих условиях указана для 2(5)% $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 5 °С до плюс 35 °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 сервера ИВК на одноплатный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 89\ 600$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ 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 выделенного канала связи сети Интернет по электронной почте или с помощью сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - 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 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;
- сервер - 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) ОАО «Каменская БКФ» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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	Тип	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	32139-06	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	831-69	1
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	35956-07	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	23544-07	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03.01	27524-04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	6
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59440-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 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»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 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 с счетчиками системы и с 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 измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Каменская БКФ», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Каменская БКФ»

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

2 ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

3 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

ЗАО «Транссервисэнерго»

Юридический адрес: 121552, Российская Федерация, г. Москва, ул. Ярцевская, д. 34, стр.1

Почтовый адрес: 119296, Российская Федерация, г. Москва, Ленинский проспект, д. 64а

Тел./факс: (495) 380-37-70

Заявитель

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

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д.1 стр.2.

Тел.: (495) 640-96-09

E-mail: info@en-st.ru

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

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

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.