

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО (далее по тексту - 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 измерения.

АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-01, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-01 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-12 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-12 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ АО «ЭК Восток», автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦентр», устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35 HVS.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

Система осуществляет передачу информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, а также другим смежным субъектам ОРЭ по каналу связи с использованием протокола ТСР/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.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени (или всемирного скоординированного времени) UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования GPS. Синхронизация часов сервера ИВК с единым координированным временем обеспечивается устройством УССВ, входящими в состав ИВК. УССВ синхронизирует часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ АО «ЭК Восток» и УССВ происходит при каждом сеансе связи сервер - УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем $\pm 0,5$ с.

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

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦентр» версии не ниже 12.1, в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦентр» 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 «АльфаЦентр».

Метрологически значимой частью ПО «АльфаЦЕНТР» является специализированная программная часть (модуль). Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учёта. Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 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 счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35/10/6 кВ «ЕГРЭС», РУ-6кВ III очереди, 1 с.ш. 6кВ, яч. №2 КЛ-6кВ «ТЭЦ-1»	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ типа 35 HV5	активная	1,3	3,2
						реактивная	2,1	5,6
2	ПС 110/35/10/6 кВ «ЕГРЭС», РУ-6кВ III очереди, 2 с.ш. 6кВ, яч. №7 КЛ-6кВ «ТЭЦ-2»	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,1	5,6
3	ПС 110/35/10/6 кВ «ЕГРЭС», РУ- 6кВ машзала, 1 секция 6кВ, яч. № 5 КЛ 6кВ «Печь ПРП»	ТПЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,1	5,6
4	ПС 110/35/10/6 кВ «ЕГРЭС», КРУН - 10 кВ, 1 секция 10кВ, яч. № 1 КЛ-10кВ "Насосная ПОК-2"	ТЛО-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	активная	1,3	3,2	
					реактивная	2,1	5,6	
5	ПС 110/35/10/6 кВ «ЕГРЭС», РУ-6кВ III очереди, 1 с.ш. 6кВ, яч. №5 КЛ-6кВ «ТСН-5»	ТПЛ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	1,3	3,2	
					реактивная	2,1	5,6	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС 110/6 кВ «Теплая», КРУН - 6 кВ яч. № 5, КЛ 6кВ «ТСН-21»	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ типа 35 HVS	активная	1,3	3,2
						реактивная	2,1	5,6
7	ПС 110/6 кВ «Теплая», КРУН - 6 кВ, яч. № 3, КЛ 6кВ «ПОК-1»	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,1	5,6
8	ПС 110/6 кВ «Теплая», КРУН - 6 кВ, яч. № 4, КЛ 6кВ «ПОК-2»	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	1,3	3,2	
					реактивная	2,1	5,6	
9	ПС 110/6 кВ «Теплая», КРУН - 6 кВ, яч. № 16, КЛ 6кВ «ТСН-20»	ТЛМ-10 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	1,3	3,2	
					реактивная	2,1	5,6	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.
4. В Таблице 2 в графах 8 и 9 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий эксплуатации и при $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 2 (5) % от $I_{ном}$ для рабочих условий эксплуатации, и при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до плюс 35 °С.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц</p>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от -40 до +40 от +21 до +25 от +10 до +25 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк} от -40 до +40 от 0 до +35 от +10 до +30 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000 2 165000 2</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - глубина хранения каждого массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, составляет, сут электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК: - глубина хранения каждого массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, составляет, сут ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>114 113 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
 - 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 ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему 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	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока	НОМ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	7 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК.00.01	2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УССВ типа 35 HVS	1 шт.
Сервер базы данных АО «ЭК Восток»	HP ProLiant DL 380 G4	1шт.
Автоматизированное рабочее место персонала	АРМ	1шт.
Методика поверки	МП 4222-03-7716712474-2017	1 шт.
Формуляр	ФО 4222-03-7716712474-2017	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-03-7716712474-2017. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 30.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы 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 электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с Руководством по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК - осуществляется по документу ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее-рег.№) № 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (рег.№ 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (рег.№ 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (рег.№ 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (рег.№ 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрихкодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО МВИ 4222-03-7716712474-2017, аттестованной в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга РФ от 15.12.2015 г № 4091 ФБУ «Самарский ЦСМ» 09.10.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЭК Восток» по объекту АО «Облкоммунэнерго» Артемовский ГО

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD).

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 2, пом. 23

Телефон/факс: 8(919) 967-07-03

E-mail: ILCInterREC@gmail.com //

Испытательный центр

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2018 г.