

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Соврудник»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Соврудник» (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 распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), 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) с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», автоматизированное рабочее место персонала (АРМ), каналообразующую 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.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по выделенным каналам связи поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС) ООО «Соврудник». Далее измерительная информация по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet поступает на сервер. На сервере осуществляется обработка поступающей информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское 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 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера. 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 с часами NTP-сервера, передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, коррекция часов производится при расхождении на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами сервера осуществляется 1 раз в сутки. Корректировка часов счётчика производится при расхождении показаний часов счётчика и сервера на величину более ± 2 с. Передача информации от счетчика до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

Журналы событий счетчиков и сервера 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 программный комплекс (ПК) «Энергосфера» версии не ниже 7.1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электри- ческой энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допус- каемой основной относительной погрешности, (±δ) %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/35 кВ «Викторов- ский», ОРУ-110 кВ, Ввод Т-1 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А, В, С	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	HP ProLiant DL360e Gen8	Актив- ная	0,6	1,5
						Реактив- ная	1,1	2,5
2	ПС 110/35 кВ «Викторов- ский», ОРУ-110 кВ, Ввод Т-2 110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 200/5 Рег. № 61432-15 Фазы: А, В, С	НАМИ-110УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-08 Фазы: А, В, С	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	0,6	1,5
						Реактив- ная	1,1	2,5
3	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 4	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реактив- ная	2,3	4,7	
4	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	Актив- ная	0,9	1,6	
					Реактив- ная	1,6	2,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 31	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	HP ProLiant DL360e Gen8	Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
6	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 32	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
7	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 34	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
8	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
9	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	Актив- ная	1,1	3,0	
					Реактив- ная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
11	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 20	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
12	ПС 110/35/6 кВ № 46 «Совруд- ник», ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 24	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А, С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	0,9	1,6
						Реактив- ная	1,6	2,6
13	РП 6 кВ «Шах- та № 5», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А, С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51199-12 Фазы: АВС	BINOM 339U3.57I3.5 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15		Актив- ная	1,1	3,0
						Реактив- ная	2,3	4,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ±5 с.								

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 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 5-11 для тока 5 % от $I_{ном}$, для остальных ИК для тока 2 % от $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии в соответствии с ТУ 4228-008-80508103-2014.

5 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 сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 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
1	2
Количество ИК	13
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 5-11</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 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> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>для ИК №№ 5-11</p> <p>для остальных ИК</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 до 1,0</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от +20 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для сервера:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>150000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>0,5</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
<p>Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>90 5 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 не реже одного раза в сутки (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, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные	VINOM3	13
Сервер	HP ProLiant DL360e Gen8	1
Методика поверки	МП ЭПР-080-2018	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.150.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-080-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Соврудник». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 11.05.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10).

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 документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Соврудник», свидетельство об аттестации № 103/RA.RU.312078/2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЧУЭТ» для энергоснабжения потребителя ООО «Соврудник»

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: 600028, г. Владимир, ул. Сурикова, д. 10 «А», помещение 10

Телефон (факс): (4922) 60-23-22

Web-сайт: 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: (495) 380-37-61

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.

« ____ » _____ 2018 г.