

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгодонский комбинат древесных плит»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгодонский комбинат древесных плит» (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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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) включает в себя сервер сбора и баз данных (далее – сервер) с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации и устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35 HVS, расположенные в ОАО «ЭК «Восток».

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модемы, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM – на верхний уровень системы. На верхнем – втором уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициен-

тов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и 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 уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Часы сервера синхронизированы с УССВ, сличение ежесекундное, коррекция часов сервера происходит при обнаружении расхождения $\pm 0,5$ с. Синхронизация часов счетчиков с часами сервера производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки. Допускаемая нестабильность времени счетчиков в нормальных условиях ± 3 с/сут. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, 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 ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

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
1	2	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	14.03.01.02	25b98c6cd394aa17d f4bfc8badd85636	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		498ca4f23e7d403af5 9f79502303c5ea	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Ameta.exe		bf236ed4b9b88dc9e 006042e16d394d1	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		d696def8639e23a10 e1898a466b8bd2f	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll	14.03.01.02	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учёта электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «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 счетчиков электрической энергии 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 и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «Волгодонский комбинат древесных плит» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110/10/6 кВ «Приморская», ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ 110Б-III Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 2532 Зав. № 2486 Зав. № 2539	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 18319 Зав. № 19229 Зав. № 19767	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 04030024	HP Pro-Liant DL380 G4 Зав. № GB8526 D3D9	Активная	± 1,3	± 3,2
						Реактивная	± 2,3	± 4,6
2	ПС 110/10/6 кВ «Приморская», ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ 110Б-III Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 2513 Зав. № 2480 Зав. № 2474	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 19861 Зав. № 19756 Зав. № 18407	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 05030088		Активная	± 1,3	± 3,2
						Реактивная	± 2,3	± 4,6
3	ПС 110/10/6 кВ «Приморская», ЗРУ-10 кВ, яч.№51 «Шлюз-14»	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 32303 Зав. № 32332	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 536	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 04030091		Активная	± 1,3	± 3,2
					Реактивная	± 2,3	± 4,6	
4	ТП-14 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, рубильник Р-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 095095 Зав. № 164219 Зав. № 086255	–	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 07030001	Активная	± 1,0	± 3,1	
					Реактивная	± 1,9	± 4,4	
5	ТП-4 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, фидер №7, автомат ВА51	ТТИ-А Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № E27156 Зав. № E27147 Зав. № E27148	–	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 07030026	Активная	± 1,0	± 3,1	
					Реактивная	± 1,9	± 4,4	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

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_н; ток (1,0 – 1,2) I_н; cosφ = 0,9_{инд.}; частота (50 ± 0,15) Гц;

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

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,05 - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,5 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $84,0$ до $106,7$ кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,5 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $55\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $70,0$ 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 $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $70,0$ до $106,7$ кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5% $I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс $13\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $33\text{ }^{\circ}\text{C}$.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УССВ на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ООО «Волгодонский комбинат древесных плит» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- устройство синхронизации системного времени УССВ – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75\ 859$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

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

Защищённость 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 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – 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) ООО «Волгодонский комбинат древесных плит» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	24811-03	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	38395-08	2
Трансформаторы тока	Т-0,66	36382-07	3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-А	28139-04	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	14205-05	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	1
Счётчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	5
Сервер с программным обеспечением	«АльфаЦЕНТР»	—	1
Автоматизированное рабочее место	—	—	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 58052-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгодонский комбинат древесных плит». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 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 электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счётчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 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%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Волгодонский комбинат древесных плит»», 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) ООО «Волгодонский комбинат древесных плит»

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

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

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Тел.: (495) 640-96-09

Заявитель

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

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

Испытательный центр

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

Адрес: 119361, 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 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___»_____2014 г.