



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 44163

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Инвестиционно-
строительная компания "Верх-Исетская"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ЭПК **430/08**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергопромышленная компания", г. Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **48009-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 48009-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 октября 2011 г. № 5491**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002207

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Хотел Девелопмент Компани»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной 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;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ 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;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики АЛЬФА А1800 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (4 точки измерений).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325, устройство синхронизации системного времени УСВ-35HVS и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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 по 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 линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

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, через основной или резервные каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), состоящей из устройства синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника. Время УССВ синхронизировано со временем УСПД, коррекция времени УСПД происходит 1 раз в час допустимое рассогласование УСПД от времени УССВ ± 2 с. Коррекция времени сервера по времени УСПД происходит при каждом сеансе связи 1 раз в 30 мин. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД более ± 2 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» используется ИВК «АльфаЦЕНТР», а именно ПО «АльфаЦЕНТР», регистрационный № 44595-10. ПО «АльфаЦЕНТР» имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты программного обеспечения, используемого в АИИС КУЭ, от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	3.26.0.0	26d9cb891ad035207817918cb1d658ef	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	3.26.1.0	8c91afea41b455dc54d9f248f9ca3f6d	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	3.26.1.0	f8758aa71028aa5c37628fd6b172d71a	
	драйвер работы с БД Cdbora2.dll	3.25.0.0	bad5fb6babb1c9dfe851d3f4e6c06be2	
	библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2. - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ПП № 851 РУ-10 кВ яч. №9	ARM3/N2F 600/5 Кл.т 0,5	VRQ2n/S 2 10000/100 Кл.т 0,5	A1805RL- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU 325	Активная, реактивная	± 1,3	± 3,2
2 ПП № 851 РУ-10 кВ яч. №10	ARM3/N2F 600/5 Кл.т 0,5	VRQ2n/S 2 10000/100 Кл.т 0,5	A1805RL- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				
3 ПП № 851 РУ-10 кВ яч. №7	ARM3/N2F 600/5 Кл.т 0,5	VRQ2n/S 2 10000/100 Кл.т 0,5	A1805RL- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				
4 ПП № 851 РУ-10 кВ яч. №8	ARM3/N2F 600/5 Кл.т 0,5	VRQ2n/S 2 10000/100 Кл.т 0,5	A1805RL- P4GB-DW- 4 Кл.т. 0,5S/1,0				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) \cdot U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) \cdot U_{ном}$; ток $(0,05 \div 1,2) \cdot I_{ном}$;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 20 до + 55 °С; для УСПД от минус 10 до + 50 °С; и сервера от + 15 до + 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05 I_{ном}$ $\cos\phi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +10 до + 30 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии А1800 по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40000$ ч, среднее время восстановления работоспособности ($t_{в}$) не более 2ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- 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;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

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);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу - 45 суток (функция автоматизирована), сохранение информации при отключении питания – 6 лет;
- Сервер БД - 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ARM3/N2F	12 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа VRC2/S2	6 шт.
Счетчики электрической энергии Альфа А1800	4 шт.
УСПД RTU-325	1 шт.
Основной сервер опроса и баз данных АИИС КУЭ	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УСВ-35HVS	1 шт.
ПО «АЛЬФАЦентр»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 48009-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 31 августа 2011г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики А1805 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки». МП-2203-0042-2006;
- УСПД RTU - 325 – по методике поверки «Комплексы аппаратно-програмных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300». Методика поверки» ДИ-ЯМ.466453.005 МП.

Приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская» № ЭПК430/08-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Инвестиционно-строительная компания «Верх-Исетская»

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «Энергопромышленная компания»
тел./факс (343) 251-19-96,
адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В,

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

« ____ » _____ 2011 г.