

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главстрой – Усть-Лабинск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главстрой – Усть-Лабинск» (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 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 Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 (далее – счетчик), 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 сбора и БД) с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), расположенные в ЦСОИ ООО «Главстрой – Усть-Лабинск»; автоматизированное рабочее место (далее – АРМ), УССВ, находящиеся в сбытовой организации; а также каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-модемов, далее информация передается по основному каналу связи стандарта GSM с помощью службы передачи данных GPRS – на входы сервера сбора и БД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM. Из сервера сбора и БД информация в виде xml-макетов формата 80020 передается в АРМ сбытовой организации по каналу связи сети Internet.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, которая осуществляется на АРМ сбытовой организации, в ОАО «СО ЕЭС» 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 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 устройствами синхронизации системного времени УССВ, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сравнение показаний часов АРМ сбытовой организации с соответствующим УССВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов АРМ сбытовой организации производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера сбора и БД с соответствующим УССВ осуществляется 1 раз в час, корректировка часов сервера сбора и БД производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера сбора и БД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера сбора и БД на величину более ± 2 с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера сбора и БД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не более ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.06
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	оп.5 ВЛ-10 кВ ОБ9, ПСУЭ-10 кВ	ТОЛ-ЭС-10 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 03408 Зав. № 03414	ЗНОЛ.06-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 03442 Зав. № 03453 Зав. № 03424	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101108		актив-ная	1,3	3,3
						реак-тивная	2,5	5,7
2	КРУН-10 кВ №0610, ВЛ-10 кВ АС17	ТОЛ-10-1 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 51713 Зав. № 51717 Зав. № 51716	ЗНОЛП-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 10145 Зав. № 09997 Зав. № 10151	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0104084718	HP ProDesk 400G2 MT Инв. № 124	актив-ная	1,3	3,4
						реак-тивная	2,5	6,7
3	ПС 35/10 кВ «Откормбаза», ОРУ-10 кВ, яч. ВЛ-10 кВ ОБ1	ТВЛМ-10 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 45945 Зав. № 50827	ЗНОЛ.06-10 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 8652 Зав. № 8764 Зав. № 8730	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0206163795		актив-ная	1,3	3,3
						реак-тивная	2,5	5,7

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05)U_n$; сила тока $(1,0-1,2)I_n$; $\cos j = 0,9$ инд. ($\sin j = 0,5$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц; магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 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 $\cos \phi (\sin \phi)$ 0,5–1,0 (0,5–0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от - 45 до + 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при + 25 °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 $\cos \phi (\sin \phi)$ 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 от - 40 до + 60 °С;

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

- 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 + 15 до + 25 °С;

- относительная влажность воздуха не более 80 % при + 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $2(5) \% I_{ном} \cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до + 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, перечисленными в таблице 2. Допускается замена УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все типы средств измерений, представляющих измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФ).

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T=140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ 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 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 113 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (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 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Рег. № ФИФ	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-ЭС-10	34651-07	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	15128-07	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	—	2
Сервер	HP ProDesk 400G2 МТ	—	1
АРМ	Lenovo	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	ЭНСТ.411711.124.ФО	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65051-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главстрой – Усть-Лабинск». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «ИЦРМ» в августе 2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный № 36697-12) – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- 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 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе ЭНСТ.411711.124.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Главстрой – Усть-Лабинск». Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Главстрой – Усть-Лабинск»

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы» (ООО «Энергосистемы»)
Юридический адрес: 600035, г. Владимир, ул. Куйбышева, д.16, офис 411
Почтовый адрес: 600022, г. Владимир, а/я 11
ИНН 3328498209
Тел./факс (4922) 60-23-22

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)
Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57
Тел.: (929) 935-90-11

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Адрес: 142700, Московская область, Ленинский район, г. Видное, Промзона тер. корп. 526

Тел.: (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru, www.ic-rm.ru

Аттестат аккредитации ООО «ИЦРМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311390 от 18 ноября 2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2016 г.