

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сильвинит» с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сильвинит» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сильвинит», Свидетельство об утверждении типа средств измерений RU.E.34.004.A № 45226, регистрационный № 48850-12, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 21, 22<sup>1</sup>.

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

---

<sup>1</sup> номера точек измерений идут в порядковой очередности с описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Сильвинит», регистрационный № 48850-12

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327L, устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS и каналобразующую аппаратуру.

Третий 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

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 через измерительно-вычислительный комплекс учета электроэнергии ЗАО «Энергопромышленная компания» (регистрационный № 52065-12).

Передача информации в ИВК ЗАО «Энергопромышленная компания» осуществляется от сервера БД, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени, таймеры УСПД, сервера БД и счетчиков. Время УССВ синхронизировано со временем УСПД, коррекция времени УСПД происходит 1 раз в час допустимое рассогласование УСПД от времени УССВ  $\pm 3$  с. Сличение времени сервера по таймеру УСПД происходит каждые 30 минут. Коррекция времени сервера по времени УСПД происходит при расхождении со временем УСПД  $\pm 2$  с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД происходит каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД  $\pm 3$  с. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

## **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ 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. Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – нет.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

|  |                                  |
|--|----------------------------------|
| Идентификационные данные (признаки)          | Метрологически значимая часть ПО |
| Идентификационное наименование ПО            | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии<br>(идентификационный номер) ПО | 12.1.0.0                         |
| Цифровой идентификатор ПО                    | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора | MD5                              |

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2. - Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Наименование объекта и номер точки измерений                                       | Состав измерительного канала     |   |  |                  | Вид электроэнергии          | Метрологические характеристики ИК |                                   |
|--|----------------------------------|---|--|------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
|  | ТТ                               | ТН  | Счетчик                                  | УСПД/Сервер      |                             | Основная погрешность, %           | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 21<br>СКРУ-1<br>ГПП<br>«Карналит»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>2 С.Ш.,<br>яч. 18<br>«ГЭС ТП-82» | ТОЛ-10-1-1<br>400/5<br>Кл.т 0,5S | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | A2R-3-0L-<br>C25-T+<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 | RTU 327 IBM 3250 | Активная,<br><br>Реактивная | ± 1,1                             | ± 3,1                             |
| 22<br>СКРУ-1<br>ГПП<br>«Карналит»<br>ЗРУ-6 кВ,<br>3 С.Ш.,<br>яч. 55<br>«ГЭС ТП-9»  | ТОЛ-10-1-5<br>200/5<br>Кл.т 0,5S | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5 | A2R-3-0L-<br>C25-T+<br>Кл.т.<br>0,5S/1,0 |                  |                             | ± 2,7                             | ± 6,1                             |

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 от 0,98  $U_{ном.}$  до 1,02  $U_{ном.}$ ; ток от 1,0  $I_{ном.}$  до 1,2  $I_{ном.}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды ( $20 \pm 5$ ) °С.
4. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение от 0,9  $U_{ном.}$  до 1,1  $U_{ном.}$ ; ток от 0,02  $I_{ном.}$  до 1,2  $I_{ном.}$ ;
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 55 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С; и сервера от плюс 15 до плюс 35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $I=0,02 I_{ном.}$   $\cos \varphi = 0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики Альфа класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035-83 для 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. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа на АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчики Альфа - среднее время наработки на отказ не менее  $T=100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_{в}$ ) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_{в}$ ) не более 2ч.;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 80000$  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.

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:

- электросчетчики Альфа – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 117 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - хранение результатов измерений 210 суток;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ указана в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ.

| Наименование объекта и номер точки измерений |  | Состав измерительных каналов                |  |  |                                       |
|--|--|---|--|--|---------------------------------------|
|  |  | ТТ  | ТН   | Счетчик  | УСПД/Сервер                           |
| 21   | СКРУ-1<br>ГПП<br>«Карналит» ЗРУ-6 кВ,<br>2 С.Ш., яч. 18<br>«ГЭС ТП-82» | ТОЛ-10-I-1<br>400/5<br>Кл.т 0,5S<br>(2 шт.) | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | A2R-3-0L-<br>C25-T+<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) | RTU 327 (1 шт.) /<br>IBM 3250 (1 шт.) |
| 22   | СКРУ-1<br>ГПП<br>«Карналит» ЗРУ-6 кВ,<br>3 С.Ш., яч. 55<br>«ГЭС ТП-9»  | ТОЛ-10-I-5<br>200/5<br>Кл.т 0,5S<br>(2 шт.) | ЗНОЛП-6У2<br>6000/√3/<br>100/√3<br>Кл.т 0,5<br>(3 шт.) | A2R-3-0L-<br>C25-T+<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>(1 шт.) |                                       |

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки ЭПК681/11-1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сильвинит» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки».

### Поверка

осуществляется по документу ЭПК681/11-1.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сильвинит» с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 2015 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики Альфа – по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа Альфа. Методика поверки»;
- УСПД RTU 327 – по методике поверки ДЯИМ.466215.007МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки».
- Радиочасы МИР РЧ-01 регистрационный № 27008-04.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сильвинит» № ЭПК681/11-1.ФО.

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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**

- при осуществлении торговли.

**Изготовитель**

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

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)  
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46  
Тел./факс: (495) 437 55 77 / 437 56 66;  
E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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

С.С. Голубев

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2015 г.