

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт» (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 трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место АО «Читаэнергосбыт» (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК № 1 сигнал от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает в локальную вычислительную сеть (ЛВС), далее – на сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго».

Для ИК №№ 2-4 сигнал от УСПД по каналу связи сети Ethernet поступает в ЛВС, далее – на сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго».

На сервере филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервере филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» один раз в сутки в автоматическом режиме информация в виде xml-файлов формата 80020 передается на АРМ по каналу связи сети Internet (основной канал).

При отказе основного канала связи передача информации от сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» выполняется по резервному каналу связи – телефонной сети общего пользования (ТСОП).

Передача информации от АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/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.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и часы сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго». 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 филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» и часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ», передача точного времени через глобальную сеть интернет осуществляется с помощью протокола NTP в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более  $\pm 0,5$  с. Контроль показаний времени часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» осуществляется каждый час, корректировка часов сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» производится при расхождении с NTP-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» на величину более  $\pm 0,5$  с.

Для ИК № 1 сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго» на величину более  $\pm 2$  с.

Для остальных ИК сравнение показаний часов УСПД с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний с часами сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго» на величину более  $\pm 0,5$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами соответствующего УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов УСПД на величину более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчика, УСПД 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 программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблицах 1а и 1б.

Таблица 1а – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 15.07.07                 |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                              |

Таблица 1б – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» сервера филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»

| Идентификационные данные (признаки)             | Значение                         |
|---|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО               | ac_metrology.dll                 |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | не ниже 15.07.05                 |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                              |

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

| Но-<br>мер<br>ИК | Наименова-<br>ние точки<br>измерений  | Измерительные компоненты   |  |   |                                | Сервер  | Вид<br>электри-<br>ческой<br>энергии | Метрологические характери-<br>стики ИК  |   |
|------------------|---|--|--|---|--------------------------------|---|--------------------------------------|---|---|
|                  |   | ТТ   | ТН   | Счетчик   | УСПД                           |   |                                      | Границы до-<br>пускаемой ос-<br>новной отно-<br>сительной по-<br>грешности,<br>(±δ) % | Границы до-<br>пускаемой от-<br>носительной<br>погрешности в<br>рабочих усло-<br>виях, (±δ) % |
| 1                | 2   | 3  | 4  | 5   | 6                              | 7   | 8                                    | 9   | 10  |
| 1                | ПС 110 кВ<br>Беклемише-<br>во, 1 СШ<br>110 кВ, яч.2,<br>ВЛ-110 кВ<br>СБ-123 | ТОГФ-110<br>Кл.т. 0,5<br>300/5<br>Рег. № 44640-11<br>Фазы: А, В, С | НАМИ-110 УХЛ1<br>Кл.т. 0,5<br>110000/√3/100/√3<br>Рег. № 24218-08<br>Фазы: А, В, С | A1802RALQ-P4G-<br>DW-4<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 | RTU-325L<br>Рег. №<br>37288-08 | Сервер фи-<br>лиала ПАО<br>«МРСК Си-<br>бири» – «Чи-<br>таэнерго» | Актив-<br>ная<br><br>Реактив-<br>ная | 1,1<br><br>2,3  | 3,0<br><br>4,6  |
| 2                | ПС 35 кВ<br>Телемба,<br>Ввод 35 кВ<br>1Т                                    | ТВИ-35<br>Кл.т. 0,5S<br>200/1<br>Рег. № 37159-08<br>Фазы: А, С     | НАМИ-35 УХЛ1<br>Кл.т. 0,5<br>35000/100<br>Рег. № 19813-05<br>Фазы: АВС             | A1805RL-P4GB-<br>DW-4<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 31857-06  | RTU-325L<br>Рег. №<br>37288-08 | НР Proliant<br>ML 350   | Актив-<br>ная<br><br>Реактив-<br>ная | 1,3<br><br>2,5  | 3,3<br><br>6,4  |
| 3                | ПС 35 кВ<br>Телемба,<br>Ввод 35 кВ<br>2Т                                    | ТВИ-35<br>Кл.т. 0,5S<br>200/1<br>Рег. № 37159-08<br>Фазы: А, С     | НАМИ-35 УХЛ1<br>Кл.т. 0,5<br>35000/100<br>Рег. № 19813-05<br>Фазы: АВС             | A1805RL-P4GB-<br>DW-4<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 31857-06  |                                |   | Актив-<br>ная<br><br>Реактив-<br>ная | 1,3<br><br>2,5  | 3,3<br><br>6,4  |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3  | 4   | 5   | 6                              | 7                     | 8                                    | 9              | 10             |
|--|---|--|---|---|--------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------|----------------|
| 4  | ПС 110 кВ<br>Никольская,<br>1 СШ 10 кВ,<br>яч.5, Ф. №<br>ФН-3 | ТЛК-СТ-10<br>Кл.т. 0,5<br>100/5<br>Рег. № 58720-14<br>Фазы: А, С | ЗНОЛ.06-10У3<br>Кл.т. 0,5<br>10000/√3/100/√3<br>Рег. № 3344-04<br>Фазы: А, В, С | A1802RL-P4GB-<br>W-3<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Рег. № 31857-06 | RTU-325L<br>Рег. №<br>37288-08 | HP Proliant<br>ML 350 | Актив-<br>ная<br><br>Реак-<br>тивная | 1,1<br><br>2,3 | 3,0<br><br>4,6 |
| 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 для ИК №№ 2, 3 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – для тока 5 % 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 Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83.

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 УСПД на аналогичное утвержденного типа, а также замена серверов 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   |
|---|--|
| Количество ИК   | 4  |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>ток, % от $I_{ном}$<br>для ИК №№ 2, 3<br>для остальных ИК<br>коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды, °С  | от 95 до 105<br><br>от 1 до 120<br>от 5 до 120<br>0,9<br>от 49,8 до 50,2<br>от +15 до +25  |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>напряжение, % от $U_{ном}$<br>ток, % от $I_{ном}$<br>для ИК №№ 2, 3<br>для остальных ИК<br>коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>частота, Гц<br>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С<br>температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С<br>температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С  | от 90 до 110<br><br>от 1 до 120<br>от 5 до 120<br>от 0,5 до 1,0<br>от 49,6 до 50,4<br>от -45 до +40<br><br>от +5 до +35<br>от +15 до +25 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>для счетчиков:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для УСПД:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч<br>для серверов:<br>среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>среднее время восстановления работоспособности, ч  | 120000<br>2<br>100000<br>24<br>70000<br>1  |
| Глубина хранения информации:<br>для счетчиков:<br>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее<br>при отключении питания, лет, не менее<br>для УСПД:<br>суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее<br>при отключении питания, лет, не менее<br>для серверов:<br>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее | 172<br>10<br>45<br>5<br>3,5  |

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов и УСПД 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 УСПД:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени в счетчике и УСПД;  
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;  
УСПД;  
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчика электрической энергии;  
УСПД;  
серверов.

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
УСПД (функция автоматизирована);  
серверах (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,<br>шт./экз. |
|---|---------------|-------------------------|
| 1   | 2             | 3                       |
| Трансформаторы тока                       | ТОГФ-110      | 3                       |
| Трансформаторы тока измерительные         | ТВИ-35        | 4                       |
| Трансформаторы тока                       | ТЛК-СТ-10     | 2                       |
| Трансформаторы напряжения антирезонансные | НАМИ-110 УХЛ1 | 3                       |
| Трансформаторы напряжения                 | НАМИ-35 УХЛ1  | 2                       |
| Трансформаторы напряжения измерительные   | ЗНОЛ.06-10У3  | 3                       |

Продолжение таблицы 4

| 1   | 2                                    | 3 |
|---|--------------------------------------|---|
| Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные | Альфа А1800                          | 4 |
| Устройства сбора и передачи данных                            | RTU-325L                             | 3 |
| Сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Читаэнерго»               | Сервер, совместимый с платформой x86 | 1 |
| Сервер филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Бурятэнерго»              | HP Proliant ML 350                   | 1 |
| Автоматизированное рабочее место АО «Читаэнергосбыт»          | –                                    | 1 |
| Методика поверки  | МП ЭПР-092-2018                      | 1 |
| Паспорт-формуляр  | ЧЭС.753606.246.ПФ                    | 1 |

### Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-092-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 13.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными 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 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 АО «Читаэнергосбыт», свидетельство об аттестации № 108/RA.RU.312078/2018.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Читаэнергосбыт»

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**

Акционерное общество «Читаэнергосбыт» (АО «Читаэнергосбыт»)  
ИНН 7536066430  
Адрес: 672039, г. Чита, ул. Бабушкина, д. 38  
Телефон: +7 (3022) 23-33-99  
Факс: +7 (3022) 23-33-98  
Web-сайт: e-sbyt.ru  
E-mail: [delo@e-sbyt.ru](mailto:delo@e-sbyt.ru)

**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: +7 (495) 380-37-61  
E-mail: [energopromresurs2016@gmail.com](mailto: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

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.