

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Витекс» изменение №1

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Витекс» изменение №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### 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 (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Витекс» изменение №1, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) типа УССВ-2 и программное обеспечение (далее – ПО) «Энфорс АСКУЭ», ПО «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/ІР с использованием ЭЦП.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на  $\pm 2$  с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) 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 «Энфорс» и ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблицах 1.1. - 1.4. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО.

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные признаки                      | Значение  |
|---|---|
| Идентификационное наименование ПО               | ПО «Энфорс»<br>Модуль сбора данных Collector_energy.exe |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | Не ниже 5.0   |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 75695305e6d4164e320f6724b8386630                        |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5   |
| Идентификационные признаки                      | Значение  |

Таблица 1.2 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные признаки                      | Значение   |
|---|--|
| Идентификационное наименование ПО               | ПО «Энфорс»<br>Модуль администрирования enfadmin.exe |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | Не ниже 2.2  |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 585ee0f1be9b0c187cf13ff8d9cfe9ec                     |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5  |

Таблица 1.3 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные признаки                      | Значение   |
|---|--|
| Идентификационное наименование ПО               | ПО «Энфорс»<br>Модуль формирования макетов 80020<br>m80020.exe |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | Не ниже 2.3  |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 9b28af5f8bc0cebae21e1f499b4e1819                               |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5  |

Таблица 1.4 – Идентификационные данные ПО

| Идентификационные признаки                      | Значение  |
|---|---|
| Идентификационное наименование ПО               | ПО «АльфаЦЕНТР»<br>Модуль синхронизации GpsReader.exe |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО       | Не ниже 3.18  |
| Цифровой идентификатор ПО                       | 87a15928bc4e6319c58bc39b6b16e27f                      |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5   |

ПО «Энфорс» и ПО «АльфаЦЕНТР» не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

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

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

| Номер ИК | Наименование ИК                     | Измерительные компоненты                                 |   |   |   | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК    |  |
|----------|-------------------------------------|--|---|---|---|---------------------|--------------------------------------|--|
|          |                                     | ТТ   | ТН  | Счётчик   | УССВ/Сервер БД                            |                     | Границы основной погрешности, (δ), % | Границы погрешности в рабочих условиях, (δ), % |
| 1        | 2                                   | 3  | 4   | 5   | 6   | 7                   | 8                                    | 9  |
| 1        | РУ-3 6 кВ, яч.2, ввод №1 6 кВ       | ТОЛ-СЭЩ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 32139-06 | ЗНОЛПМ-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 35505-07 | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07     | УССВ-2<br>Рег. № 54074-13/<br>HP DL120 G6 | активная            | ±1,2                                 | ±3,3   |
|          |                                     |  |   |   |   | реактивная          | ±2,8                                 | ±5,7   |
| 2        | РУ-3 6 кВ, яч.16, ввод №2 6 кВ      | ТОЛ-СЭЩ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 32139-06 | ЗНОЛПМ-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 35505-07 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 46634-11 |   | активная            | ±1,2                                 | ±3,3   |
|          |                                     |  |   |   |   | реактивная          | ±2,8                                 | ±5,7   |
| 3        | РУ-3 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1        | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 50/5<br>Рег. № 36382-07     | -   | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07  |   | активная            | ±1,0                                 | ±3,3   |
|          |                                     |  |   |   |   | реактивная          | ±2,4                                 | ±5,7   |
| 4        | РУ-3 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2        | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 50/5<br>Рег. № 36382-07     | -   | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07  |   | активная            | ±1,0                                 | ±3,3   |
|          |                                     |  |   |   |   | реактивная          | ±2,4                                 | ±5,7   |
| 5        | ТП 6 кВ РУ-6 кВ яч.15, Ввод №2 6 кВ | ТПОЛ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 300/5<br>Рег. № 1261-08     | ЗНИОЛ<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 25927-09          | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07     | активная                                  | ±1,2                | ±3,3                                 |  |
|          |                                     |  |   |   | реактивная                                | ±2,8                | ±5,7                                 |  |
| 6        | ТП 6 кВ РУ-6 кВ яч.2, Ввод №1 6 кВ  | ТПОЛ-10<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 300/5<br>Рег. № 1261-08     | ЗНИОЛ<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000/100<br>Рег. № 25927-09          | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07     | активная                                  | ±1,2                | ±3,3                                 |  |
|          |                                     |  |   |   | реактивная                                | ±2,8                | ±5,7                                 |  |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                             | 3  | 4   | 5   | 6   | 7          | 8    | 9    |
|--|-------------------------------|--|---|---|---|------------|------|------|
| 7  | ТП 6 кВ, ввод<br>0,4 кВ ТСН-1 | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 50/5<br>Рег. № 36382-07         | -   | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07  | УССВ-2<br>Рег. № 54074-13/<br>HP DL120 G6 | активная   | ±1,0 | ±3,3 |
|  |                               |  |   |   |   | реактивная | ±2,4 | ±5,7 |
| 8  | ТП 6 кВ, ввод<br>0,4 кВ ТСН-2 | Т-0,66<br>Кл. т. 0,5S<br>Ктт 50/5<br>Рег. № 36382-07         | -   | ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07  |   | активная   | ±1,0 | ±3,3 |
|  |                               |  |   |   |   | реактивная | ±2,4 | ±5,7 |
| 9  | РУ-3 6 кВ яч.19               | ТОЛ НТЗ 10-01А<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 69606-17 | ЗНОЛПМ-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 35505-07 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 64450-16 |   | активная   | ±1,2 | ±3,3 |
|  |                               |  |   |   |   | реактивная | ±2,8 | ±5,7 |
| 10   | РУ-3 6 кВ яч.20               | ТОЛ НТЗ 10-01А<br>Кл. т. 0,5<br>Ктт 600/5<br>Рег. № 69606-17 | ЗНОЛПМ-6<br>Кл. т. 0,5<br>Ктн 6000:√3/100:√3<br>Рег. № 35505-07 | ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>Кл. т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 64450-16 |   | активная   | ±1,2 | ±3,3 |
|  |                               |  |   |   |   | реактивная | ±2,8 | ±5,7 |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с |                               |  |   |   |   |            | ±5   |      |

Примечания

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана  $\cos \varphi = 0,8$  инд,  $I = 0,02(0,05) \cdot I_{ном}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 10 от 0 до плюс 40 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 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.
- 6 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 7 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

| Наименование характеристики  | Значение  |
|--|---|
| Количество измерительных каналов   | 10  |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- частота, Гц<br>- коэффициент мощности $\cos\varphi$<br>- температура окружающей среды, °С   | от 99 до 101<br>от 100 до 120<br>от 49,85 до 50,15<br>0,9<br>от +21 до +25  |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- коэффициент мощности<br>- частота, Гц<br>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С<br>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С:<br>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С   | от 90 до 110<br>от 2(5) до 120<br>от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub><br>от 49,6 до 50,4<br>от -45 до +50<br>от -40 до +60<br>от +10 до +30 |
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>Электросчетчики:<br>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее:<br>для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М<br>для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М.04<br>- среднее время восстановления работоспособности, ч<br>Сервер:<br>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее<br>- среднее время восстановления работоспособности, ч | 140000<br>165000<br>140000<br>2<br>70000<br>1   |
| Глубина хранения информации<br>Электросчетчики:<br>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее<br>- при отключении питания, лет, не менее<br>Сервер:<br>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее  | 113<br>40<br>3,5  |

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;
- Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
    - электросчётчика;
    - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
    - испытательной коробки;
    - сервера;
  - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
    - электросчетчика;
    - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
- электросчетчиках (функция автоматизирована);
  - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
- о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
  - сбора 30 мин (функция автоматизирована).

#### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование                                      | Тип/обозначение        | Количество, шт./экз. |
|---|------------------------|----------------------|
| 1   | 2                      | 3                    |
| Трансформатор тока                                | ТОЛ-СЭЩ-10             | 4                    |
| Трансформатор тока                                | Т-0,66                 | 12                   |
| Трансформатор тока                                | ТПОЛ-10                | 4                    |
| Трансформатор тока                                | ТОЛ НТЗ 10-01А         | 4                    |
| Трансформатор напряжения                          | ЗНОЛПМ-6               | 6                    |
| Трансформатор напряжения                          | ЗНИОЛ                  | 6                    |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | ПСЧ-4ТМ.05М            | 3                    |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | ПСЧ-4ТМ.05МК.12        | 3                    |
| Счётчик электрической энергии многофункциональный | ПСЧ-4ТМ.05М.04         | 4                    |
| Устройство синхронизации времени                  | УССВ-2                 | 1                    |
| Программное обеспечение                           | «Энфорс», «АльфаЦЕНТР» | 1                    |
| Методика поверки                                  | МП 134-2019            | 1                    |
| Паспорт-Формуляр                                  | РЭ.030.0043.ФО         | 1                    |

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 134-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Витекс» изменение №1. Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 23.12.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3598-2018. «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05М.04 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ. 411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ. 411152.146РЭ Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.12 – по документу ИЛГШ. 411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 28.04.2016 г.;

- УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, Рег. № 46656-11.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Витекс» изменение №1, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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**

Закрытое акционерное общество «РеконЭнерго»  
(ЗАО «РеконЭнерго»)  
ИНН 3666089896  
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, 12А  
Телефон: +7 (473) 222-73-78, 222-73-79, 254-52-61, 254-50-99  
Факс: +7 (473) 222-73-78, 222-73-79, 254-52-61, 254-50-99  
E-mail: [office@rekonenergo.ru](mailto:office@rekonenergo.ru)

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»  
(ООО «Спецэнергопроект»)  
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7  
Телефон: +7 (495) 410-28-81  
E-mail: [gd.spetcenergo@gmail.com](mailto:gd.spetcenergo@gmail.com)  
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.