

## 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» 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» 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» Модуль формирования макетов 80020 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» 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 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ 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 Кл. т. 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 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 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 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 Кл. т. 0,5S КТТ 50/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 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 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1261-08	ЗНИОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 25927-09	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 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 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1261-08	ЗНИОЛ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 25927-09	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 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 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УССВ-2 Рег. № 54074-13/ HP DL120 G6	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
8	ТП 6 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 50/5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
9	РУ-3 6 кВ яч.19	ТОЛ НТЗ 10-01А Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,3
						реактивная	±2,8	±5,7
10	РУ-3 6 кВ яч.20	ТОЛ НТЗ 10-01А Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛПМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 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: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4 от -45 до +50 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05МК.12 для электросчетчика ПСЧ-4ТМ.05М.04 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 165000 140000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 40 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.