

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС 500 кВ «Елецкая», автоматизированного сбора, хранения, обработки и отображения полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800, вторичные измерительные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный электроустановки (ИВКЭ), созданный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325Н (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №) 44626-10, зав. № 007793), источника бесперебойного питания и технических средств каналов приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) дежурного персонала ПС 500 кВ Елецкая, выполняющего функции сервера базы данных (БД), источник бесперебойного питания.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, 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 и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная электрическая мощность вычисляется по средним значениям активной и полной электрической мощности. Измерительная информация на выходе счетчика электрической энергии без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной электрической мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ автоматически производят опрос цифровых счетчиков посредством выделенных основного или резервного каналов передачи данных интерфейса RS-485. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по ЛВС подстанции на верхний уровень системы (АРМ персонала АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Елецкая»), а также отображение информации по подключенным к УСПД ИВКЭ устройствам. При выходе из строя каналов передачи данных с уровня ИИК на уровень ИВКЭ или УСПД ИВКЭ предусмотрен ручной сбор измерительной информации с

оптопортов счетчиков с использованием переносного инженерного пульта с оптическим преобразователем и программным обеспечением для работы со счётчиками системы, с последующим переносом этой информации в базу данных АРМ персонала подстанции.

АРМ персонала, установленный на месте дежурного ПС 500 кВ «Елецкая», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера АРМ персонала.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

По запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут сервер ИВК АИИС КУЭ ПАО «ФСК ЕЭС» производит опрос УСПД уровня ИВКЭ по основному или резервному каналам передачи данных. В качестве основного выделенного канала связи используется канал передачи данных из ЛВС ПС 500 кВ Елецкая по интерфейсам Ethernet - ВОЛС - Ethernet в ЛВС ОАО «ФСК ЕЭС». В качестве резервного выделенного канала передачи данных может быть задействован коммутируемый канал сотовой связи стандарта GSM 900/1800 МГц. Один раз в сутки учетная информация по инициативе ИВК АИИС КУЭ, в соответствии с согласованными сторонами регламентами с ИВК АИИС КУЭ ПАО «ФСК ЕЭС», направляется в ОАО «АТС» и в адрес других организаций-участников оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ, подключенного к УСПД ИВКЭ ПС 500 кВ Елецкая. Время встроенных часов УСПД ИВКЭ синхронизировано с единым календарным временем, сигнал которого принимается через приёмник GPS16-HVS со спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД ИВКЭ осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД ИВКЭ более  $\pm 1$  с.

УСПД ИВКЭ осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. Сличение времени встроенных часов счетчиков со временем встроенных часов УСПД ИВКЭ, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД ИВКЭ и счетчика более  $\pm 2$  с. От УСПД ИВКЭ так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ дежурного персонала.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и 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

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.03.01 и выше
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО;

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав АИИС КУЭ					Метрологические характеристики ИК					
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)	Обозначение, тип		Заводской номер	УСПД	К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>Сч</sub>	Вид электроэнергии	Основная относительная погрешность ИК ( $\pm \delta$ ), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm \delta$ ), %		
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10		
1	ВЛ 500 кВ Донская АЭС - Елецкая	ТТ	КТ = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 1000/1 № 53607-13	A	AGU-525 У1	12100104	RTU-325H Зав. № 007793 Рег. № 44626-10	500000	активная  реактивная	0,5  1,1	1,9  1,9	
				B	AGU-525 У1	12100105						
				C	AGU-525 У1	12100106						
			ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 500000/√3/100/√3 № 53610-13	A	VCU-525 У1						24900096
					B	VCU-525 У1						24900097
					C	VCU-525 У1						24900098
			ТН	КТ = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 500000/√3/100/√3 № 53610-13	A	VCU-525 У1						24900099
					B	VCU-525 У1						24900100
					C	VCU-525 У1						24900101
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К <sub>Сч</sub> = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01270219						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
2	ВЛ 10 кВ Тростное-ПС Елецкая	ТТ	КТ = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 100/5 № 51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ-10-23 У2	00608-13	RTU-325H Зав. № 007793 Рег. № 44626-10	2000	активная	1,2	5,1			
				B	ТОЛ-СЭЩ-10-23 У2	35639-13								
				C	ТОЛ-СЭЩ-10-23 У2	09716-14								
		ТН	КТ = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000/100 № 51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ-10-1 У2	00307-14						реактивная	2,5	3,9
				B										
				C										
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01271450								

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для  $0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{\text{ном}}</math> - ток, % от <math>I_{\text{ном}}</math> - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87  от +21 до +25 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от <math>U_{\text{ном}}</math> - ток, % от <math>I_{\text{ном}}</math> - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5<sub>инд.</sub> до 0,8<sub>емк.</sub>  от -45 до +40 от -40 до +65 от 0 до +50 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сутки, не более УСПД RTU-325Н: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 7 55000 24 35000 1</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не более	45
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее	45
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая».

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AGU-525	3 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10-23 У2	3 шт.
Трансформатор напряжения	VCU-525	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10	1 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный	Альфа А1800	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325Н	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-034-2016	1 экз.
Формуляр	51039067.001.АИИС.ПС	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-034-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 18.08.2016 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6/\sqrt{3}...35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные  $500/\sqrt{3}...750/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- счётчиков электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325Н – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325Н и RTU-325Т. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в июле 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314), Рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений** приведены в эксплуатационном документе.



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Елецкая»**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСетьСервис» (ООО «ЭСС»)

ИНН 7743122548

Адрес: 125315, г. Москва, Ленинградский пр-кт, д.80, корп.66, комн. 43

Телефон: +7 (903) 248-11-45

E-mail: [info@eneses.ru](mailto:info@eneses.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 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.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.