

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110/10 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Строительство Коммуникации Сервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110/10 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Строительство Коммуникации Сервис» (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 многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра, устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ не имеет модификаций. Доступ к элементам и средствам измерений АИИС КУЭ ограничен на всех уровнях при помощи механических и программных методов и способов защиты.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ, заводские номера средств измерений уровней ИИК и ИВКЭ, идентификационные обозначения элементов уровня ИВК указаны в формуляре.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания – не менее 10 лет;
- формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
- обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
- диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллера. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока активной и полной мощности в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре. Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор для отображения учетной энергии и измеряемых величин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по цифровому интерфейсу RS-485.

ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра автоматически опрашивает УСПД уровня ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется по основному каналу связи - волоконно-оптической линии связи (далее – ВОЛС). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу телефонной линии связи.

В ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

В автоматическом режиме ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС опрашивает ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра по протоколу ТСР/ІР по единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) – один раз в 30 минут. ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет соединение и получение данных с ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра.

В ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи специализированного программного обеспечения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)), в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и всем заинтересованным организациям-участникам ОРЭ, через ІР сеть передачи данных ПАО «ФСК ЕЭС», с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ «Радиосервер точного времени РСТВ-01» (регистрационный номер 40586-12), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с часами сервера сбора ИВК более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Программное обеспечение

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Защита программного обеспечения «Метроскоп» обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, 5.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение, тип	Рег. № в ФИФ ОЕИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	ПС 750/500/100/10 кВ Белый Раст, ЗРУ-2 10 кВ, VI с. 10 кВ, яч. 513, ОЛ 10 кВ, фидер Вертикаль 5	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	51623-12	0,5S	400/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	3х3НОЛ-СЭЩ-10	54371-13	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		31857-20	0,5S/1	–		
УСПД	RTU-325L		37288-08	–	–		
2	ПС 750/500/100/10 кВ Белый Раст, ЗРУ-2 10 кВ, VI с. 10 кВ, яч. 512, ОЛ 10 кВ, фидер СКС 1	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	51623-12	0,5S	400/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	3х3НОЛ-СЭЩ-10	54371-13	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		31857-20	0,5S/1	–		
УСПД	RTU-325L		37288-08	–	–		
3	ПС 750/500/100/10 кВ Белый Раст, ЗРУ-2 10 кВ, V с. 10 кВ, яч. 612, ОЛ 10 кВ, фидер СКС 2	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ-10	51623-12	0,5S	400/5
			В	ТОЛ-СЭЩ-10			
			С	ТОЛ-СЭЩ-10			
		ТН	А	GSES-12D	28404-04	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	A1805RALXQ-P4GB-DW-4		31857-20	0,5S/1	–		
УСПД	RTU-325L		37288-08	–	–		

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 2, при условии, что ПАО «ФСК ЕЭС» не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Замена оформляется актом в установленном порядке в ПАО «ФСК ЕЭС», который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %
1 – 3 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,1	±2,4	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
	0,8	±2,7	±3,0	±1,7	±2,2	±1,3	±1,9	±1,3	±1,9
	0,5	±4,9	±5,1	±3,1	±3,4	±2,3	±2,7	±2,3	±2,7

Примечания:

1 $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ;

2 (1*) – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$;

3 δ_о – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;

4 δ_{рy} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности;

5 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);

6 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %	δ _о , %	δ _{рy} , %
1 – 3 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	±4,1	±5,2	±2,8	±4,2	±2,1	±3,7	±2,1	±3,7
	0,87	±2,7	±4,0	±1,9	±3,5	±1,5	±3,4	±1,5	±3,4

Примечания:

1 I_2 , I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ;

2 δ_о – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности;

3 δ_{рy} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности;

4 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая);

5 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности $P = 0,95$.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с.

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики ИК	Значение
Нормальные условия применения: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ частота, Гц коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, %	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +15 до +25 от 30 до 80
Рабочие условия применения: 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 для счетчиков, УСПД, °С относительная влажность воздуха при +25 °С, % индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +35 от 75 до 98 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: напряжение переменного тока, В частота переменного тока, Гц	220±10 50,0±0,2
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее: измерительных трансформаторов тока измерительных трансформаторов напряжения счетчиков Альфа А1800 УСПД RTU-325L сервера	400000 400000 120000 100000 45000
Глубина хранения информации: Счетчики: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: Суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 10 3,5
Среднее время восстановления АИИС КУЭ, не более, ч	24
Средний срок службы АИИС КУЭ, не менее, лет	20

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

счетчиков электроэнергии;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД.

наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии;

пароль на УСПД;

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта-формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	9 шт.
Трансформатор напряжения	3хЗНОЛ-СЭЦ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	GSES-12D	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1 шт.
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1 шт.
Формуляр	T00410-E001-160.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/500/110/10 кВ «Белый Раст» в части присоединений энергопринимающих устройств ООО «Вертикаль» и ООО «Строительство Коммуникации Сервис».

Аттестована ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU 311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

