

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 890 от 11.07.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бужора»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бужора» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220/110/10 кВ «Бужора» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), 0,5 ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ;

2-ой уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройств сбора и передачи данных (далее - УСПД) типа УСПД RTU-325H (Госреестр СИ РФ № 44626-10 зав. №006038) и технических средств приема-передачи данных;

3-ый уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», сервер баз данных (далее - БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные 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 преобразуют 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ Зав.№006337). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту - СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня				Ктт-Ктн-Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики		
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип					Заводской номер		Основная погрешность ИК, ± %
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
1	ВЛ-110 кВ Бужора-Анапская-1ц	ТТ	КТ=0,2S Ктт=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A265-11	1100000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная	0,8	2,5
				B	ТВГ-110	A209-11					
				C	ТВГ-110	A266-11					
		ТН	КТ=0,2 Ктн=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591627					
				B	VCU-123	591628					
				C	VCU-123	591624					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01229833					
2	ВЛ-110 кВ Бужора-Анапская-2ц	ТТ	КТ=0,2S Ктт=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A229-11	1100000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная	0,8	2,5
				B	ТВГ-110	A231-11					
				C	ТВГ-110	A230-11					
		ТН	КТ=0,2 Ктн=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591625					
				B	VCU-123	591622					
				C	VCU-123	591626					
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01229829					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	КЛ 110 кВ Бужора - Десантник 1 цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A940-12	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,4
				B	ТВГ-110	A941-12					
				C	ТВГ-110	A942-12					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591627					
				B	VCU-123	591628					
				C	VCU-123	591624					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01244936							
4	КЛ 110 кВ Бужора - Десантник 2 цепь	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A974-12	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,4
				B	ТВГ-110	A975-12					
				C	ТВГ-110	A973-12					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591625					
				B	VCU-123	591622					
				C	VCU-123	591626					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01244935							
5	ВЛ-110 кВ Бужора- Джемете	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A302-11	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,4
				B	ТВГ-110	A300-11					
				C	ТВГ-110	A301-11					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591627					
				B	VCU-123	591628					
				C	VCU-123	591624					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01229832							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ВЛ-110 кВ Бужора- Раевская	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A374-11	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,4
				B	ТВГ-110	A373-11					
				C	ТВГ-110	A372-11					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591627					
				B	VCU-123	591628					
				C	VCU-123	591624					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB- DW-4		01244939							
7	ОВ-110	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/1 № 22440-07	A	ТВГ-110	A249-11	1100000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,4
				B	ТВГ-110	A248-11					
				C	ТВГ-110	A247-11					
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/100 № 37847-08	A	VCU-123	591627					
				B	VCU-123	591628					
				C	VCU-123	591624					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB- DW-4		01229831							

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;

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

3 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

4 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 65 °С;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

7 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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). Глубина хранения информации:
- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВКЭ - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет.
- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТВГ-110	21
Трансформатор напряжения VCU-123	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные A1802 RALQ-P4GB-DW-4	7
Устройство сбора и передачи данных RTU-325H	1
Методика поверки	1
Паспорт - Формуляр	1
Эксплуатационная документация	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61228-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/10 кВ «Бужора». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Перечень основных средств поверки:

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

- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011

«ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- Устройство сбора и передачи данных RTU-325Н - в соответствии с документом ДЯИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325Н. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бужора».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 220/110/10 кВ «Бужора»

- 1 ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- 2 ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
- 3 ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

ИНН 4716016979

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (499) 753-06-78

Факс: +7 (499) 753-06-78

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел.: +7 (495)437-55-77 / 437-56-66

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.

« ____ » _____ 2016 г.