ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Таврическая

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Таврическая (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

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:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и специальное программное обеспечение (СПО) (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

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) 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.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК. В сервере БД ИВК 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.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Таврическая ПАО «ФСК 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). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ±1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени 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 ±2 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – СПО 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
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

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

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Таврическая -Аврора (ВЛ-556)	IMB 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 Госреестр № 47845-11	CPB 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Госреестр № 15853-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	RTU-325 Госреестр № 37288-08
2	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1-Таврическая (ВЛ-557)	IMB 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 Госреестр № 47845-11	CPB 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Госреестр № 15853-06	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	RTU-325 Госреестр № 37288-08
3	СТ-7 (ПС Стрела 110/10)	ТОЛ-10-I кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Госреестр № 15128-07	НТМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Госреестр № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 31857-11	RTU-325 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_{5\%}$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_{5\%}$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1, 2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,9	±3,9	±3,0	±3,0
	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7
Погрешность системного времени АИИС КУЭ, с					±5

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1{,}0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1{,}0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от 0,9·Uн1 до 1,1·Uн1; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;
- частота - (50±0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{н2}$ до $1,15 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $2 \cdot I_{н2}$;
- частота - (50±0,4) Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

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

6 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:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 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 45 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	IMB 550	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор напряжения	CPB 550	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	РТ-МП-4857-500-2017	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.025.01ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4857-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Таврическая. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 20.10.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Таврическая».

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

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Телефон: +7 (495) 710-93-33

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)
Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж
Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310639 выдан 16.04.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С. С. Голубев

М.п. «____»_____2017 г.