

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Андреаполь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Андреаполь (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 кВ Андреаполь ПАО «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:

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 (ИВКУ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

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.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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».

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 приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, 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.

Погрешность измерения системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО ИВК 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 ИВК 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

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

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

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, ОРУ-110 кВ 1 сек.ш., ВЛ-110 кВ Ерохино - Андреаполь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 10012; 10013; 10014 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3268; 3282; 2236 Госреестр № 1188-58	ЕРQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 577724 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, ОРУ-110 кВ 2 сек.ш., ВЛ 110 кВ ПС Андреаполь 220 кВ - Т-1 ПС Андреаполь 110 кВ (ВЛ 110 кВ Т-1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 10006; 10007; 10008 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3221; 3293; 3241 Госреестр № 1188-58	ЕРQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460830 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, ОРУ-110 кВ 1 сек.ш., ВЛ 110 кВ ПС Андреаполь 220 кВ - Т-2 ПС Андреаполь 110 кВ (ВЛ 110 кВ Т-2)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 10009; 10010; 10011 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3268; 3282; 2236 Госреестр № 1188-58	ЕРQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460910 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07
4	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, ОРУ-110 кВ 2 сек.ш., ВЛ-110 кВ Андреаполь - Пено	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 10003; 10004; 10005 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3221; 3293; 3241 Госреестр № 1188-58	ЕРQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461608 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, ОРУ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 750/5 Зав. № 10001; 10002; 10000 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3268; 3282; 2236 Госреестр № 1188-58	ЕРQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460911 Госреестр № 25971-06	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220/110/10 кВ Андреаполь, РУ-0,4 кВ, 1 сек.ш., КЛ 0,4 кВ к ТСН-1	ТШП-0,66 кл.т 0,5S К _{тт} = 400/5 Зав. № 5021038; 5021039; 5021040 Госреестр № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03.08 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0103070169 Госреестр № 27524-04	ТК16L.31 зав. № 00039-227- 234-334 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

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) %} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
1	2	3	4	5	6
1 - 5 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	±3,0	±1,8	±1,3	±1,3
	0,5	±4,7	±2,8	±1,9	±1,9
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) %} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
1 - 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±3,0	±2,5	±2,3	±2,3
	0,8	±2,4	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±2,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5	±2,0	±1,9	±1,6	±1,6
6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,9	±6,2	±3,5	±2,3	±2,2
	0,8	±4,4	±2,5	±1,7	±1,6
	0,7	±3,6	±2,1	±1,4	±1,4
	0,5	±2,8	±1,7	±1,2	±1,2

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 $0,99 \cdot U_n$ 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 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 - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ 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 - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков 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 ЕРQS - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 55 000 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 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	15
Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18.LL	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.08	1
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L.31	1
Методика поверки	РТ-МП-3997-500-2016	1
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.056.01ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3997-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Андреаполь. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 07.10.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электроэнергии EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для УСПД ТК16L - по документу «Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для измерения вторичной нагрузки ТТ - в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений для измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН - в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энерготестер ПКЭ-А, регистрационный номер 53602-13;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер 39937-08;
- термогигрометр CENTER (мод. 314), регистрационный номер 22129-09.

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 220 кВ Андреаполь».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Андреаполь

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

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)
ИНН 7704765961
Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1
Тел.: +7 (495) 221-75-60

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
Тел.: +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
Тел.: +7 (495) 544-00-00
Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.