

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Чирюрт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Чирюрт» (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 330 кВ «Чирюрт» 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 - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

3-ий 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 филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Юга (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга) 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 на базе приемника GPS; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы

электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние 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 сеть (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 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 (ЕТССЭ).

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 времени в системе в состав ИВК входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-09). Радиосервер точного 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 протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

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 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	№ 1.00	D233ED6393702747769 A45DE8E67B57E	ПО АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Чирюрт»	MD5

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 таблицах 3, 4.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

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

№ 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	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС (ВЛ-110-161)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 6415; 6424; 6419 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1515824 Госреестр № 37749-08 НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1005515; 1005564 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386768 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
2	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Карланюрт-тяговая (ВЛ-110-135)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 29; 24; 45 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1515824 Госреестр № 37749-08 НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1005515; 1005564 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386642 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
3	ВЛ 110 кВ Чирюрт – КЧГЭС (ВЛ-110-119)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 2514; 2531; 2805 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386683 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
4	ОВ-110	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 10718 Госреестр № 2793-71 ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 118; 215 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386497 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
5	ВЛ 110 кВ Сулак – Чирюрт (ВЛ-110-184)	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 514; 409; 519 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386767 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
6	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Миатлинская ГЭС (ВЛ-110-162)	ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 9354; 9350; 9353 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386645 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Чирюрт – ГКС (ВЛ-110-154)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 330 Госреестр № 2793-71 ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 9352; 9391 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386574 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
8	ВЛ 110 кВ Чирюрт – ГКС (ВЛ-110-153)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 9571; 9573; 9572 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-06 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1515824 Госреестр № 37749-08 НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1005515; 1005564 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386576 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
9	ВЛ 110 кВ Чирюрт – КЧГЭС (ВЛ-110-120)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 20; 34; 37 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-06 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1515824 Госреестр № 37749-08 НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1005515; 1005564 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386496 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
10	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Шамхал-тяговая (ВЛ-110-102)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 36; 32; 25 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1010556; 1005536; 1005506 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386575 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
11	ВЛ 110 кВ Чирюрт – Шамхал (ВЛ-110-101)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 216 Госреестр № 2793-71 ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 9337; 318 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-06 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1515824 Госреестр № 37749-08 НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1005515; 1005564 Госреестр № 14205-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386577 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
12	ТСН-3 ввод 0,4 кВ	ТК кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 30055; 34564; 73471 Госреестр № 1407-60	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01157301 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
13	КЛ-10 кВ «Ф-9»	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 8739; 8632 Госреестр № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2110 Госреестр № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386643 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09
14	КЛ-10 кВ «Ф-13»	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 60502; 52087 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2110 Госреестр № 831-69	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386682 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 03081945 Госреестр № 17049-09

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1, 2, 8, 9, 11 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	±2,2	±1,2	±0,8
	0,8	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9
3 – 7, 10, 13, 14, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	±5,4	±2,9	±2,2
12 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	±1,7	±0,9	±0,6
	0,9	±2,2	±1,1	±0,8
	0,8	±2,7	±1,4	±0,9
	0,7	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	±5,3	±2,6	±1,8
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		δ ₅ %,	δ ₂₀ %,	δ ₁₀₀ %,
		I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1, 2, 8, 9, 11 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	±2,4	±1,2	±0,9
3 – 7, 10, 13, 14, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1
12 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	±4,2	±2,1	±1,4
	0,7	±3,3	±1,6	±1,1
	0,5	±2,3	±1,2	±0,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2, 8, 9, 11 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	±5,3	±2,8	±2,0
3 – 7, 10, 13, 14, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3
12 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	±2,2	±1,2	±1,0
	0,8	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2, 8, 9, 11 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	±2,4	±1,2	±0,9
3 – 7, 10, 13, 14, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1
12 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	±4,2	±2,1	±1,4
	0,7	±3,3	±1,6	±1,1
	0,5	±2,3	±1,2	±0,8

Примечания:

1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ 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°C до 50°C ; счетчиков - от 18°C до 25°C ; УСПД - от 10°C до 30°C ; ИВК - от 10°C до 30°C ;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 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°C до 35°C .

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 $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10°C до 30°C .

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;

- счетчик электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 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 времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

- УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – 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 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

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
1 ТТ	ТФНД-110М	22
2 ТТ	ТФЗМ-110Б-ШУ1	11
3 ТТ	ТК	3
4 ТТ	ТЛМ-10	2
5 ТТ	ТВЛМ-10	2
6 ТН	НКФ-110-06	1
7 ТН	НКФ-110-57	5
8 ТН	НТМИ-10-66У3	1
9 Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4	14
10 УСПД	ТК16L	1
11 Методика поверки	1839/500-2014	1
12 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.065.03.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1839/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Чирюрт». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 07.04.2014 г.

Перечень основных средств 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 «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

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 ЕНЭС ПС 330 кВ «Чирюрт»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/019-2014 от 15.04.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Чирюрт»

- 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".
- 4 ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
- 5 ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
- 6 ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

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

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

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. " ____ " _____ 2014 г.