

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Ярославская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Ярославская» (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 «Ярославская» 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:

Первый 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), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, включающие шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Второй 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 «ФСК ЕЭС» – МЭС

Центра 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 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 ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает счетчики с помощью выделенного канала (основной канал 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 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 Центра 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 счетчика 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. Сличение часов счетчиков и ИВК происходит при каждом сеансе связи. Коррекция проводится при расхождении часов счетчиков и сервера на значение, превышающее ± 1 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 - 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 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав первого уровня ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го уровня ИК		
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии
1	2	3	4	5
1	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3-Ярославская (ВЛ 110 кВ Ярославская-1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10224; 10198; 10187 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101073614 Госреестр № 27524-04
2	ВЛ 110 кВ Ярославская-Ярцево с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Южная)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10223; 10206; 10184 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101071326 Госреестр № 27524-04
3	ВЛ 110 кВ Ярославская-Ярцево с отпайками II цепь (ВЛ 110 кВ Институтская)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10208; 10202; 10190 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3518; 3519; 3520 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101073489 Госреестр № 27524-04
4	ВЛ 110 кВ Ярославская-Техникум (ВЛ 110 кВ Белкинская)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10306; 10308; 10209 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3518; 3519; 3520 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 110050019 Госреестр № 27524-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
5	ВЛ 110 кВ Неро – Ярославская с отпайками (ВЛ 110 кВ Ростовская-1)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10210; 10301; 10299 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 110052014 Госреестр № 27524-04
6	ВЛ 110 кВ Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово (ВЛ 110 кВ Тишинская)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10309; 10307; 10185 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3518; 3519; 3520 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1056559 Госреестр № 27524-04
7	ОВ 110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10222; 10221; 10225 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1051724 Госреестр № 27524-04
8	ячейка № 6, ф. Василево	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 30243-12; 30253-12; 30261-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00832-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0805122998 Госреестр № 36697-08
9	ячейка № 11, ф.Козьмодемьянск	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 30111-12; 30103-12; 30132-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00835-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0806121370 Госреестр № 36697-08
10	ячейка № 7, ф. Дорожный	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 30131-12; 30258-12; 30259-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00832-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0805123070 Госреестр № 36697-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
11	ячейка № 1, ф.Карабиха	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 30318-12; 30391-12; 30405-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00832-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0805122282 Госреестр № 36697-08
12	ячейка № 15, Ф.15 Телевышка	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 30477-12; 30458-12; 30421-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00835-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0806121452 Госреестр № 36697-08
13	ячейка № 4, Ф.4 Профилакторий	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 19572-12; 15725-12; 19457-12 Госреестр № 32139-11	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 00832-12 Госреестр № 38394-08	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0805122943 Госреестр № 36697-08
14	панель №98	ТШП-0,66 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 49484; 49485; 49486 Госреестр № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 0003050912 Госреестр № 27524-04
15	ВЛ 220 кВ Угличская ГЭС (ГЭС-13) - Ярославская	ТГФМ-220 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № 1716; 1717; 1718 Госреестр № 52260-12	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 57621; 57610; 57612 Госреестр № 14626-00	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0112064101 Госреестр № 27524-04
16	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Ярославская	ТГФМ-220 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 Зав. № 1719; 1720; 1721 Госреестр № 52260-12	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 57623; 57642; 57643 Госреестр № 14626-00	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0109066192 Госреестр № 27524-04

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
17	ОВ 220 кВ	ТФНД-220-1 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 312; 337; 67 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 57621; 57610; 57612 Госреестр № 14626-00	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101073628 Госреестр № 27524-04
18	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП-9 II цепь (ВЛ 110 кВ Ярославская-2)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10186; 10206; 10220 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3518; 3519; 3520 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101071395 Госреестр № 27524-04
19	ВЛ 110 кВ ТЭЦ-3 – Ярославская с отпайкой на ПС ГПП-9 I цепь (ВЛ 110 кВ Ярославская-3)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10183; 10188; 10189 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101071277 Госреестр № 27524-04
20	ВЛ 110 кВ Ярославская – ГПП-4 II цепь (ВЛ 110 кВ Топливная)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10205; 10207; 10203 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3518; 3519; 3520 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101071406 Госреестр № 27524-04
21	ВЛ 110 кВ Ярославская – ГПП-4 I цепь (ВЛ 110 кВ Химическая)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1500/5 Зав. № 10191; 10196; 10197 Госреестр № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 3515; 3516; 3517 Госреестр № 24218-13	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0101070867 Госреестр № 27524-04

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		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 – 3, 8 – 13, 18 – 21 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,6	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
4 – 7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,9	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±2,0	±1,5	±1,4	±1,4
	0,8	±2,1	±1,6	±1,5	±1,5
	0,7	±2,2	±1,8	±1,5	±1,5
	0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7
14 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S)	1,0	±1,9	±1,4	±1,3	±1,3
	0,9	±1,9	±1,4	±1,3	±1,3
	0,8	±2,1	±1,6	±1,4	±1,4
	0,7	±2,2	±1,7	±1,4	±1,4
	0,5	±2,6	±2,1	±1,6	±1,6
15, 16 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
17 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$
1 – 3, 8 – 13, 18 – 21 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±5,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±4,3	±1,7	±1,2	±1,2
	0,7	±3,7	±1,6	±1,1	±1,1
	0,5	±3,2	±1,4	±1,1	±1,1
4 – 7 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±10,5	±3,6	±2,3	±2,1
	0,8	±8,1	±3,1	±2,1	±2,0
	0,7	±7,0	±2,8	±2,0	±2,0
	0,5	±6,1	±2,6	±2,0	±1,9
14 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S)	0,9	±10,5	±3,6	±2,2	±2,0
	0,8	±8,1	±3,0	±2,1	±1,9
	0,7	±7,0	±2,8	±2,0	±1,9
	0,5	±6,1	±2,6	±1,9	±1,9
15, 16 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,7	±3,8	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2
17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ 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 50 °С; счетчиков -от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;

- частота - (50 ± 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 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до 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 10 до 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 СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

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

- ИВКЭ – среднее время наработки на отказ не менее 35 000 часов.

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
1 Трансформатор тока	ТГФМ-110	32
2 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	18
3 Трансформатор тока	ТШП-0,66	3
4 Трансформатор тока	ТГФМ-220	6
5 Трансформатор тока	ТФНД-220-1	3
6 Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
7 Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10	2
8 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	6
9 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	15
10 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	6
11 Методика поверки	МП РТ 2272/500-2015	1
12 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.058.02.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП РТ 2272/500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Ярославская». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 05.06.2015 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 СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- для счётчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 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 220 кВ «Ярославская».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/150-2015 от 22.05.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Ярославская»

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»)

ИНН 4716016979

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

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. «_____» _____ 2015 г.