

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПС 500 кВ «Камала-1»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПС 500 кВ «Камала-1») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительные комплексы (ИВК):

- ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата, УССВ, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных;

- ИВК АО «Атомэнергопромсбыт», включающий сервер баз данных (СБД) АО «Атомэнергопромсбыт», NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ», локально-вычислительную сеть, АРМ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;

- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);

- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

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.

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

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам.

ИВК АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляет прием XML-файлов формата 80020, 80030, 80040 из ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. Сбор информации осуществляется в виде ежесуточных и ежемесячных отчетов в формате XML посредством электронной почты сети Интернет.

Полученная информация подвергается дальнейшей обработке с целью формирования, хранения и оформления справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML - макеты электронных документов 80020, 80030, 80040, 51070), а также их шифрование и заверение электронной подписью.

С сервера АО «Атомэнергопромсбыт» осуществляется передача подписанных электронной подписью XML-макетов 80020, 80030, 80040, 51070 в АО «АТС», региональные подразделения АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, которая формируется на всех уровнях системы.

В качестве источника синхронизации времени сервера АО «Атомэнергопромсбыт» используется NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-сервера первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Сервер периодически сравнивает свое системное время с часами NTP-сервера. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем один раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен радиосервером точного времени РСТВ-01 (рег. № 40586-12), который обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация УСПД выполняется автоматически от приемника точного времени УССВ-35HVS при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источников точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), ПО «АльфаЦЕНТР». Программное обеспечение предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

Программное обеспечение обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные программного обеспечения указаны в таблицах 1, 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные (если имеются)	ac_metrology.dll

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шумково-1 -Камала-1 I цепь (С-123)	ТВ-110/52 кл.т 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 72907-18 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IIIБ-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
2	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Шумково-1 -Камала-1 II цепь (С-122)	ТВ-110/52 кл.т 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 72907-18 ф. А, В, С	НКФ-110-57-У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IIIБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57-У1 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03
3	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 1 цепь (ШП-6)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 КТТ = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 72908-18 ТН II-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 кл.т 0,5 КТН = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 72908-18 ТН I-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
4	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 2 цепь (ШП-7)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 72908-18 ТН I-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 72908-18 ТН II-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
5	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 3 цепь (ШП-15)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IIБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57-У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03
6	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 4 цепь (ШП-16)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IIБ-110, ф. А, В, С	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 5 цепь (ШП-17)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН ШБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03
8	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 - ЭХЗ 6 цепь (ШП-18)	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 26421-04 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94 ТН ШБ-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
9	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ОВ-I 110 кВ	ТВ-110/50 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3190-72 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 72908-18 ТН I-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 72908-18 ТН II-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
10	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ОВ-II 110 кВ	ТДУ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 72909-18 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН ШБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03
11	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №1 (Н-1)	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30559-11 ф. А, В, С	НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 72908-18 ТН II-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 72908-18 ТН I-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03
12	ПС 500/220/110/10 кВ Камала-1, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Камала-1 – Насосная ЭХЗ №2 (Н-2)	ТВИ-110 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30559-11 ф. А, В, С	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН ШБ-110, ф. А, В, С НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 14205-94 ТН IVБ-110, ф. А, В, С	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	RTU-325 рег.№ 37288-08 RTU-325 рег.№ 19495-03

Таблица 4 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm d$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
11, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm d$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{2\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
11, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2

Продолжение таблицы 4

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm d$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
11, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	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 ($\pm d$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{2\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	1,9
	0,5	-	2,7	1,6	1,4
11, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,5	2,7	2,0	1,9
	0,5	2,9	1,8	1,4	1,4
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ($\pm D$), с					5
Примечания: 1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{1(2)\%P}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{2\%Q}$ для $\cos \varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$. 2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 4 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 3, – активная, реактивная.					

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: - для счетчиков реактивной энергии:	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325 (рег. № 19495-03): - средняя наработка до отказа, ч, не менее УСПД RTU-325 (рег. № 37288-08): - средняя наработка до отказа, ч, не менее УССВ РСТВ-01 (рег. № 40586-12) - средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000 72 40000 100000 55 000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

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).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТВ-110/52	6 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	18 шт.
Трансформатор тока	ТВ-110/50	3 шт.
Трансформатор тока	ТДУ-110	3 шт.
Трансформатор тока	ТВИ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RAL-P4B-4	12 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	2 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5628-500-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.028.03.01.ПС-ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5628-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПС 500 кВ «Камала-1»). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 09.11.2018 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;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- прибор комбинированный Testo 622 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53505-13).

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПС 500 кВ «Камала-1»)».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (ПС 500 кВ «Камала-1»)

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

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт» (АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 115184, г. Москва, Озерковская наб., д. 28, стр. 3

Телефон: +7 (495) 543-33-06

Web-сайт: www.apsbt.ru

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +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

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.