

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1002 от 01.06.2020 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская (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 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 устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (Регистрационный номер 59086-14), включающий радиосервер точного времени (УССВ), центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) Востока, автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных и специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

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 единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - 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 ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Амурская 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.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ), которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем на  $\pm 1$  с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

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  $\pm 2$  с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированной информационно-измерительной системы 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 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe
Примечание – Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО – MD5	

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

# **Метрологические и технические характеристики**

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - 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 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, яч.10, ВЛ 500 кВ Амурская - Хэйхэ	AGU-525 кл.т 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 40087-08 ф. А, В, С	VCU-525 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 ВЛ Хэйхэ, ф. А, В, С  VCU-525 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 6С, ф. А, В, С	Dialog ZMD кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 22422-07	RTU-325 Рег. № 37288-08
2	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, яч.10, ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС - Амурская	AGU-525 кл.т 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 40087-08 ф. А, В, С	VCU-525 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 ВЛ БГЭС ф. А, В, С  VCU-525 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 5С, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, яч.2, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1	IOSK 550 кл.т 0,2S КТТ = 1000/1 Рег. № 26510-09 ф. А, В, С	CPB 550 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-06 ТН-500 ВЛ ЗГЭС-1 ф. А, В, С  CPB 550 кл.т 0,2 КТН = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 15853-06 ТН-500 3С, ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-500 кВ, яч.8, ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №2	AGU-525 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 40087-08 ф. А, В, С	VCU-525 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 ВЛ ЗГЭС-2 ф. А, В, С  VCU-525 кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 37847-08 ТН-500 7С, ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325 Рег. № 37288-08
5	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, яч.3, ВЛ 220 кВ ТЭС Сила Сибири - Амурская №1	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 23747-12 ф. А, В, С	DFK 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 23743-02 ТН-220 1СШ ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, яч.10, ВЛ 220 кВ ТЭС Сила Сибири - Амурская №2	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 23747-12 ф. А, В, С	DFK 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 23743-02 ТН-220 2СШ ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, ОВ-220кВ	СА 245 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 23747-12 ф. А, В, С	DFK 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 23743-02 ТН-220 1СШ ф. А, В, С  DFK 245 кл.т 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 23743-02 ТН-220 2СШ ф. А, В, С	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 1, ВЛ 35 кВ Амурская - Костюковка №2	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 2СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	RTU-325 Рег. № 37288-08
9	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 3, ВЛ 35 кВ Амурская - Костюковка №1	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 1СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
10	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 5, ВЛ 35 кВ Амурская - Лесная	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 1СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
11	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 11, ВЛ 35 кВ Амурская - Свободный №2	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 2СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
12	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 13, ВЛ 35 кВ Амурская - Свободный №1	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 1СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
13	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 15, ВЛ 35 кВ Амурская - Базовая	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 2СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
14	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, яч. 17, ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №2	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 1СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 18, ВЛ 35 кВ Амурская - Северная №1	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 2СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	RTU-325 Рег. № 37288-08
16	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч. 19, ВЛ 35 кВ Амурская - Новоивановка	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 Рег. № 59982-15 ф. А, В, С	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 К <sub>ТН</sub> = 35000/100 Рег. № 19813-05 ТН-35 2СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	
17	ПС 500 кВ Амурская, ОРУ-220 кВ, яч.11, ВЛ 220 кВ Амурская - НПС-26	ТФМ-220 кл.т 0,2 К <sub>ТТ</sub> = 500/5 Рег. № 22741-02 ф. А, В, С	ДФК 245 кл.т 0,2 К <sub>ТН</sub> = 220000:√3/100:√3 Рег. № 23743-02 ТН-220 1СШ ф. А, В, С	ЕвроАльфа кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 16666-07	

Примечания

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ <sub>1(2) %</sub> ,	δ <sub>5 %</sub> ,	δ <sub>20 %</sub> ,	δ <sub>100 %</sub> ,
		I <sub>1(2) %</sub> ≤ I <sub>изм</sub> < I <sub>5 %</sub>	I <sub>5 %</sub> ≤ I <sub>изм</sub> < I <sub>20 %</sub>	I <sub>20 %</sub> ≤ I <sub>изм</sub> < I <sub>100 %</sub>	I <sub>100 %</sub> ≤ I <sub>изм</sub> < I <sub>120 %</sub>
1	2	3	4	5	6
1 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,9	1,0	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,7	1,3	0,9	0,7	0,7
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
8 – 16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,9	1,2	0,9	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,7	1,5	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
17 Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	0,9	0,6	0,5
	0,9	-	1,1	0,7	0,6
	0,8	-	1,2	0,7	0,6
	0,7	-	1,4	0,8	0,7
	0,5	-	2,0	1,2	0,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	2,3	1,7	1,3	1,3
	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,7	1,6	1,2	0,9	0,9
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
8 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	2,6	2,1	1,8	1,8
	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,7	1,6	1,4	1,1	1,1
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	-	2,6	1,8	1,5
	0,8	-	1,9	1,1	1,0
	0,7	-	1,6	1,0	0,9
	0,5	-	1,2	0,8	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	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	1,1	1,1
8 – 16 (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
17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,2)	1,0	-	1,1	0,8	0,8
	0,9	-	1,2	0,9	0,8
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,7	-	1,6	1,1	0,9
	0,5	-	2,1	1,3	1,2

Окончание таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ( $\pm\delta$ ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$ ,	$\delta_5\%$ ,	$\delta_{20\%}$ ,	$\delta_{100\%}$ ,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1 – 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	2,7	2,2	1,9	1,9
	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,7	2,1	1,7	1,5	1,5
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
8 – 16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	3,0	2,5	2,3	2,3
	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,7	2,2	1,9	1,7	1,7
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,2)	0,9	-	2,9	2,2	2,1
	0,8	-	2,3	1,8	1,7
	0,7	-	2,0	1,6	1,6
	0,5	-	1,7	1,5	1,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ( $\pm\delta$ ), с					5
Примечания					
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).					
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ .					

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной и реактивной энергии:	от 99 до 101 от 2 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub> от 49,6 до 50,4  от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5



Окончание таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Dialog ZMD: - средний срок службы, лет - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее	   120000 72  80000 72  30 72  100000
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:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### 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 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт/экз.
1	2	3
Трансформатор тока	AGU-525	9
Трансформатор тока	IOSK 550	6
Трансформатор тока	CA 245	9
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	27
Трансформатор тока	ТФМ-220	3
Трансформатор напряжения	VCU-525	18
Трансформатор напряжения	CPB 550	6
Трансформатор напряжения	DFK 245	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Dialog ZMD	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	11
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	РТ-МП-5557-500-2018	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.01.005.ФО	1

## **Поверка**

осуществляется по документу РТ-МП-5557-500-2018 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 25.09.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электрических 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 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 документах «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская», зарегистрированная в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2019.32448, и «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская в части измерительного канала № 17», аттестованной ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Амурская**

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

Факс: +7 (495) 710-96-55

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Велес»  
(ООО «Велес»)  
ИНН 6671394192  
Адрес: 620146, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 37 - 69  
Телефон: +7 (902) 274-90-85  
E-mail: [veles-ek209@mail.ru](mailto:veles-ek209@mail.ru)

**Испытательные центры**

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.

**В части вносимых изменений**

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»  
(ООО «Спецэнергопроект»)  
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7  
Телефон: +7 (495) 410-28-81  
E-mail: [gd.spetcenergo@gmail.com](mailto:gd.spetcenergo@gmail.com)  
Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.