

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Преображенская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Преображенская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на подстанции 500 кВ «Преображенская» ПАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

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

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 59086-14, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), средства связи и приема-передачи данных, специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в ЦСОД;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счётчика электроэнергии, в котором мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения электрического тока вычисляются мгновенные и усреднённые значения активной и реактивной мощности. На основании усреднённых значений мощности вычисляется электрическая энергия для интервалов времени 30 мин.

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

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

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (далее – БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС. В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит УССВ. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами 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 СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО	MD5

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, соответственно.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Газовая - Преображенская	IMB550 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 47845-11 ф. А, В, С	СРВ 550 кл.т. 0,2 $K_{ТН} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ВЛ 500 Газовая СРВ 550 кл.т. 0,2 $K_{ТН} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ЛС 500 Газовая	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭКМ-3000, рег. № 17049-14
2	ВЛ 500 кВ Красноармейская - Преображенская	IMB550 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 47845-11 ф. А, В, С	СРВ 550 кл.т. 0,2 $K_{ТН} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ВЛ 500 Красноармейская СРВ 550 кл.т. 0,2 $K_{ТН} = (500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ЛС 500 Красноармейская	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	В-1-220 Сорочинская	TG245N кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 30489-09 ф. А, В, С	СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ВЛ 220 Сорочинская СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН 220 кВ 1СШ	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000, рег. № 17049-14
6	В-2-220 Сорочинская	TG245N кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 30489-09 ф. А, В, С	СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ВЛ 220 Сорочинская СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН 220 кВ 1СШ	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
7	В-1-220 Бузулукская	TG245N кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 30489-09 ф. А, В, С	СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН ВЛ 220 Бузулукская СРВ 245 кл.т. 0,2 $K_{TH} = (220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11, ф. А, В, С ТН 220 кВ 1СШ	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
10	КЛ 10 кВ РПБ (яч.105)	4МА72 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 59024-14 ф. А, В, С	4MR12 кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 58146-14, ф. А, В, С ТН 10 кВ 1С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
11	Резерв 10 кВ (яч.202)	4МА72 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 59024-14 ф. А, В, С	4MR12 кл.т. 0,5 $K_{TH} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 58146-14, ф. А, В, С ТН 10 кВ 2С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	БКТПБ. Ввод 10 кВ ТСН-3	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11 ф. А, В, С	ЗНОЛ кл.т. 0,5 $K_{ТН} = (10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11, ф. А, В, С ТН 10 кВ 3С	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-08	ЭКОМ-3000, рег. № 17049-14
18	Хознужды	ТШП-0,66 кл.т. 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 64182-16 ф. А, В, С	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

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 %,	d_2 %,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1, 2, 5, 6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,87	-	1,1	0,7	0,6	0,6
	0,8	-	1,2	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,9	1,3	1,0	1,0
10, 11, 13 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,87	-	2,4	1,5	1,2	1,2
	0,8	-	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	-	4,9	3,1	2,3	2,3
18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,87	-	2,3	1,4	1,0	1,0
	0,8	-	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	-	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm d$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95				
		d_1 %,	d_2 %,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5, 6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	2,1	1,6	1,2	1,2
	0,8	-	1,9	1,4	1,0	1,0
	0,5	-	1,5	1,0	0,8	0,8
10, 11, 13 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	5,1	3,4	2,5	2,5
	0,8	-	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5	1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	4,9	3,1	2,1	2,1
	0,8	-	4,0	2,6	1,8	1,8
	0,5	-	2,6	1,7	1,3	1,3
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 %,	d_2 %,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5, 6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8
	0,87	-	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	-	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	-	2,0	1,5	1,2	1,2
10, 11, 13 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	2,3	1,7	1,6	1,6
	0,87	-	2,7	2,0	1,7	1,7
	0,8	-	3,0	2,2	1,9	1,9
	0,5	-	5,1	3,4	2,6	2,6
18 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,4	2,2	1,6	1,5	1,5
	0,87	-	2,6	1,9	1,6	1,6
	0,8	-	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	-	4,9	3,2	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_1 %,	d_2 %,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 5, 6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	2,5	2,1	1,7	1,7
	0,8	-	2,3	1,9	1,6	1,6
	0,5	-	1,9	1,6	1,5	1,5
10, 11, 13 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	6,0	4,6	3,9	3,9
	0,8	-	5,2	4,1	3,7	3,7
	0,5	-	4,0	3,5	3,3	3,3
18 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	1,0	-	-	-	-	-
	0,87	-	5,8	4,4	3,7	3,7
	0,8	-	5,0	4,0	3,5	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, ($\pm D$), с					5	

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{\%P}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{\%P}$ и $d_{\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №1, 2, 5, 6, 7, 10, 11, 13, 18 от плюс 15 до плюс 30 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

5 Допускается замена УСПД, УССВ на однотипные утвержденного типа.

6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	9
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 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, не менее - 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 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от -40 до +60 от -30 до +50 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 72 100000 24 45000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее	45
при отключенном питании, лет, не менее	10
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип/обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	IMB550	6
Трансформаторы тока	TG245N	9
Трансформаторы тока	4MA72	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	3
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	9
Трансформаторы напряжения	4MR12	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	9
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Паспорт-Формуляр	ФЭМ-19-07.ФО	1
Методика поверки	МП 100-2019	1

Поверка

осуществляется по документу МП 100-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Преображенская». Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 03.10.2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;

- по МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.

- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

- счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03.04.2017 г.;

- УСПД ЭКОМ-3000 – по документу «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки. ПБКМ.421459.007 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20.04.2014 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик, поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 500 кВ «Преображенская», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «ЭнергоБаланс»

(ООО «ЭнергоБаланс»)

Адрес: 119571 г. Москва, Ленинский пр-кт, д. 150, пом. VII, ком. 9

Телефон: +7 (903) 299-59-99

E-mail: EnergoBalans.svs@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, комн. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info.spetcenergo@gmail.com

Аттестат об 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.

« ____ » _____ 2019 г.