

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «26» августа 2021 г. № 1848

Регистрационный № 82749-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская (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 устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

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 кабельным 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 минут) 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 посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут 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 источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система 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.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Сибирский магнезит I цепь	ТВГ-УЭТМ®, Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 Ктн=220000/√3:100/√3 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	RTU- 325T Рег № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
2	ВЛ 220 кВ Раздолинская - Сибирский магнезит II цепь	ТВГ-УЭТМ®, Кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 52619-13	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 Ктн=220000/√3:100/√3 Рег. № 60542-15	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20	
3	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская I цепь (С-641)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Мотыгинская II цепь (С-642)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
5	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Переклазовый завод (С-643)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Потаскуй (С-644)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
7	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская I цепь(С-645)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
8	ВЛ 110 кВ Раздолинская - Партизанская II цепь(С-646)	ТБМО-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2S Ктт = 600/1 Рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ОВ 110 кВ	ТВГ-110 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег. № 24218-08	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
10	ф. 40-07	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
11	ф. 40-08	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
12	ф. 40-09	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
13	ф. 40-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
14	ф. 40-11	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
15	ф. 40-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
16	ф. 40-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
17	ф. 40-14	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
18	ф. 40-15	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ф. 40-16	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КтТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КтТ = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325T Рег № 44626-10, УСВ-1 Рег. № 28716-05
20	ф. 40-18	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S КтТ = 600/5 Рег. № 32139-06	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 КтТ = 6000/√3:100/√3 Рег. № 23544-07	Альфа А1800 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и RTU-325T без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,8	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
9	0,50	±4,7	±2,4	±2,8	±1,7	±1,9	±1,1	±1,9	±1,1
	0,80	±2,5	±3,8	±1,5	±2,4	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±2,2	±4,7	±1,4	±2,9	±0,9	±2,0	±0,9	±2,0
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
10 - 20	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
9	0,50	±4,7	±2,7	±2,8	±2,1	±2,0	±1,7	±2,0	±1,7
	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,2	±1,1	±2,4	±1,1	±2,4
	1,00	±1,6	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-
10 - 20	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25

Окончание таблицы 5

1	2
<p>Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ <p>температура окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера 	<p>от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.</p> <p>от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25</p>
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее <p>Сервер ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>100</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ, ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ЕМНК.466454.030.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	33
Трансформаторы тока	ТВГ-УЭТМ®	6
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18
Трансформаторы тока	ТВГ-110	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Трансформаторы напряжения	НДКМ-220	6
Счетчики	Альфа А1800	20
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
Устройство синхронизации системного времени	РСТВ-01	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Формуляр	ЕМНК.466454.030.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская. Методика поверки	МП-327-RA.RU.310556-2021	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/110/6 кВ Раздолинская

ГОСТ Р 8.596-2002 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: (495) 710-93-33

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

