



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ОС.Е.34.010.А № 73458

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РКС-энерго" по ГТП
"Тосненские городские электрические сети", ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 332

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "ЭнергоСнабСтройСервис"
(ООО "ЭССС"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 74613-19

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

РТ-МП-5779-500-2019

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **09 апреля 2019 г. № 790**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

А.В.Кулешов

"....." 2019 г.

Серия СИ

№ **035498**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Тосненские городские электрические сети», ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Тосненские городские электрические сети», ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

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

первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ПАО «Ленэнерго», ООО «РКС-энерго», устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28716-05 (Рег. № 28716-05), автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

измерение 30-минутных приращений активной, реактивной электроэнергии и времени;

периодический (один раз в сутки) и/или по запросу сбор привязанных к шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) во всех ИК;

хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

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 без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Сервер ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии ИИК 1 – 8 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер ООО «РКС-энерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает счетчик электроэнергии ИИК 9 и считывает 30-минутные профили электроэнергии или 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий. Считанные данные записываются в базу данных.

Серверы ООО «РКС-энерго» и ПАО «Ленэнерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляют обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Измерительные данные с сервера ПАО «Ленэнерго» с периодичностью не реже одного раза в сутки в автоматизированном режиме поступают на сервер ООО «РКС-энерго», в том числе с возможным использованием отчетов в формате макетов электронного документооборота XML. Сервер ООО «РКС-энерго» (или оператор АРМ) осуществляет передачу информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента. Сервер ООО «РКС-энерго» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML, а также иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени, счетчиков, сервера ПАО «Ленэнерго», сервера ООО «РКС-энерго». В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-1, а также NTP-сервер точного времени. УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера ООО «РКС-энерго» и NTP-сервера происходит один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от расхождения показаний часов сервера ООО «РКС-энерго» и NTP-сервера.

Сравнение показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов сервера ПАО «Ленэнерго» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 8 и сервера ПАО «Ленэнерго» происходит при обращении к счетчикам ИИК 1 – 8, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 1 – 8 и сервера ПАО «Ленэнерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 1 – 8 и сервера ПАО «Ленэнерго» на величину более чем ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика ИИК 9 и сервера ООО «РКС-энерго» происходит при обращении к счетчикам ИИК 9, не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчика ИИК 9 и сервера ООО «РКС-энерго» осуществляется при расхождении показаний часов счетчика ИИК 9 и сервера ООО «РКС-энерго» на величину более чем ± 2 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Север ИВК АИИС КУЭ ООО «КЭС»	
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 102, КЛ-10 кВ ф. 98-102	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ, Рег. № 28716-05 Сервер ООО «РКС-энерго»
2	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 202, КЛ-10 кВ ф. 98-202	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег.№ 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 103, КЛ-10 кВ ф. 98-103	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 203, КЛ-10 кВ ф. 98-203	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
5	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 109, КЛ-10 кВ ф. 98-109	ТЛО-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 206, КЛ-10 кВ ф. 98-206	ТЛО-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/ 100/√3 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 304, КЛ-10 кВ ф. 98-304	ТЛО-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-10 кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/ 100:√3 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Сервер ПАО «Ленэнерго», УСВ-1, Рег. № 28716-05 Сервер ООО «РКС-энерго»
8	ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98), ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.410, КЛ-10 кВ ф. 98-410	ТЛО-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/ 100:√3 Рег. № 40014-08	СЭТ-4ТМ.03М.05 кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
9	ПС 35 кВ Радофинниково, ввод 10 кВ Т-1	ТЛО-10 кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МД.01 кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-12	Сервер ООО «РКС-энерго»

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 таблице 3 метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСВ-1 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 неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %				
		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 – 9 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик - 0,5S	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5	
	0,9	±2,8	±1,8	±1,6	±1,6	
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8	
	0,7	±3,8	±2,4	±2,0	±2,0	
	0,5	±5,6	±3,3	±2,6	±2,6	
Номер ИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ (d), %				
		I ₂ % I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % I _{изм}	I ₁₂₀ %
1 – 9 ТТ - 0,5S; ТН - 0,5; Счетчик – 1,0	0,44	±6,6	±4,9	±4,1	±4,1	
	0,6	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6	
	0,71	±4,4	±3,8	±3,4	±3,4	
	0,87	±3,9	±3,5	±3,1	±3,1	

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Пределы абсолютной погрешности синхронизации часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ к шкале координированного времени UTC(SU) ±5 с					
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны пределы относительной погрешности, соответствующие доверительной вероятности P = 0,95.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>частота, Гц</p> <p>коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>температура окружающей среды, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +15 до +25</p> <p>от 30 до 80</p>
<p>Рабочие условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, УСВ-1, °С</p> <p>относительная влажность воздуха при +25 °С, %</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +50</p> <p>от +5 до +35</p> <p>от 75 до 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МД:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>УСВ-1:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000</p> <p>2</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05МД:</p> <p>тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее</p> <p>при отключении питания, лет, не менее</p> <p>Сервер:</p> <p>хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>113,7</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

В журналах событий счетчиков 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.

Наличие защиты на программном уровне:

пароль на счетчиках электроэнергии.

пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТЛО-10	27 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.05	8 шт.
	ПСЧ-4ТМ.05МД.01	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
Сервер ООО «РКС-энерго»	Intel Xeon	1 шт.
Сервер ПАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-5779-500-2019	1 экз.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.332 ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5779-500-2019 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Госненские городские электрические сети», ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 15.02.2019 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;

счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МД - по методике поверки ИЛГШ.411152.177 РЭ1 согласованной ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;

УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;

прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор» 3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08;

прибор комбинированный Testo 622 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53505-13;

радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП «Госненские городские электрические сети», ПС 110 кВ Мега-Парнас (ПС-98)». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0005/2019-01.00324-2011 от 19.02.2019 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис»

(ООО «ЭССС»)

ИНН 7706292301

Адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Телефон: +7 (4922) 47-09-37, 47-09-36

Факс: +7 (4922) 47-09-37

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00, +7 (499) 129-19-11

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Регистрационный номер RA.RU.310639 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.