

Приложение № 21  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «15» декабря 2020 г. № 2120

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» (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, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту – ИВКЭ), включает в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее по тексту – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», включает в себя технические средства приема-передачи данных (каналообразующую аппаратуру), коммуникационное оборудование, сервер баз данных (далее по тексту – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее по тексту – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML на АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка отправляет с использованием электронной подписи (далее – ЭП) данные отчеты в формате XML по каналу связи по сети Internet с использованием электронной почты по протоколу ТСП/IP в АО «АТС». Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УСВ более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов УСПД осуществляется от часов сервера БД. Коррекция времени выполняется при расхождении времени сервера и часов УСПД более чем на  $\pm 1$  с. Коррекция часов счетчиков осуществляется от часов УСПД. Коррекция времени счетчиков происходит при расхождении часов УСПД и часов счетчиков более чем на  $\pm 2$  с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дату, 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 ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4
CalcClients.dll	1.0.0.0	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4	MD5
CalcLeakage.dll	1.0.0.0	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F	
CalcLosses.dll	1.0.0.0	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC	
Metrology.dll	1.0.0.0	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83	
ParseBin.dll	1.0.0.0	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7	
ParseIEC.dll	1.0.0.0	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F	
ParseModbus.dll	1.0.0.0	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48	
ParsePiramida.dll	1.0.0.0	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F	
SynchroNSI.dll	1.0.0.0	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09	
VerifyTime.dll	1.0.0.0	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75	

ПО «Пирамида 2000» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Кристалл, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.33, ВЛ-35 кВ УНТС-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
2	ПС 110 кВ Кристалл, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, яч.31, ВЛ-35 кВ ДКС-1	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
					реактивная	±2,8	±7,1	
3	ПС 110 кВ Кристалл, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.21, ВЛ-35 кВ УНТС-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±1,2	±4,1	
					реактивная	±2,8	±7,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Кристалл, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, яч.23, ВЛ-35 кВ ДКС-2	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 8555-81	НАМИ-35 Кл. т. 0,5 Ктн 35000/100 Рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
5	ПС 110 кВ Кристалл, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.12, В- 6 кВ К-12	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
6	ПС 110 кВ Кристалл, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.14, В- 6 кВ К-14	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
7	ПС 110 кВ Кристалл, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.22, В- 6 кВ К-22	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
8	ПС 110 кВ Кристалл, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.24, В- 6 кВ К-24	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	ПС 110 кВ Кристалл, ЩСН-0,4 кВ, Блок-бокс АИИС КУЭ 1ТСН, 2ТСН	-	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	активная	±0,6	±3,0	
					реактивная	±1,1	±5,7	
10	ПС 110 кВ Карьер, ОПУ-110 0,4 кВ, ЩСН-1 0,4 кВ, Ввод 2 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	активная	±1,0	±4,1	
					реактивная	±2,4	±7,1	

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС 110 кВ Тайяха, ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ 2Т	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,5 110000:√3/100:√3 Рег. № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
12	ПС 110 кВ Тайяха, ЗРУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.19, Ввод 1 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 1500/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			активная	±1,2
						реактивная	±2,8	±6,9
13	ПС 110 кВ Тайяха, ЩСН-2 0,4 кВ, Ввод 1 0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 64182-16	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08		активная	±1,0	±4,1
						реактивная	±2,4	±7,1

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с

±5

## Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана  $\cos\varphi = 0,8$  инд  $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 13 от минус 40 до плюс 60 °С.
- 4 Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
- 5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 6 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 7 Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
- 8 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.  
Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, УССВ °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2(5) до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 47,5 до 52,5</p> <p>от -60 до +40</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -10 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09, ч, не менее</li> <li>- среднее время наработки на отказ счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03М.09, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>24</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее</li> <li>- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>114</p> <p>40</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

#### 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:
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал УСПД:
  - ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - перезапусков ИВКЭ;
  - фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - результатов самодиагностики;
  - отключения питания.
- журнал сервера:
  - изменение значений результатов измерений;
  - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
  - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
  - пропадание питания;
  - замена счетчика;
  - полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

#### 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 титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	8
Трансформатор тока	ТЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Трансформатор тока	ТВГ-110	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.01	10
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.09	3
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Методика поверки	МП СМО-0809-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.755 ПФ	1

### Поверка

осуществляется по документу МП СМО-0809-2020 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ». Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 14.09.2020 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;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.09, СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-12) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации, Часть 2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М.09, СЭТ-4ТМ.03М.01 (Рег. № 36697-08) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации, Часть 2. Методика поверки», согласована руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г;

- устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10) – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- УСПД СИКОН С70 (Рег. № 28822-05) – по документу ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005г.;

- радиочасы МИР РЧ-02.00, Рег. № 46656-11;

- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, Рег. № 39952-08;

- миллитесламетр ТПУ-01, Рег. № 28134-12;

- термогигрометр «Ива-6Н-КП-Д», Рег. № 46434-11;

- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, Рег. № 257-49.

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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», аттестованном ФБУ «Ивановский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311260 от 17.08.2015 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**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

#### **Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.