

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии и интеллектуальные приборы учета электроэнергии (далее-счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) Dell PowerEdge R430, устройство синхронизации системного времени УСВ-3 (УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000. Сервер», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача измерительной информации.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации единого времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации времени УСВ-3, принимающее сигналы точного времени от спутников навигационных систем (ГЛОНАСС/GPS) и обеспечивающее автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Синхронизация времени сервера выполняется автоматически, при расхождении времени сервера с временем УСВ-3 более чем на 1 с, с установленным интервалом проверки текущего времени.

В процессе сбора информации из счетчиков электрической энергии (далее-счетчик) с периодичностью 1 раз в 30 минут, сервер автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках и в случае расхождения времени сервера с временем счетчиков более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000. Сервер» (Версия 30.01/2014/С-50). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ/Сервер
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Мельниковская, ОРУ-35 кВ, Ввод-1 35 кВ	ТФЗМ 35Б-1 У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16/ Dell PowerEdge R430
2	ПС 35 кВ Мельниковская, ОРУ-35 кВ, Ввод-2 35 кВ	ТФЗМ 35Б-1 У1 150/5, КТ 0,5 Рег. № 26419-04	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 2, ВЛ- 10 кВ ф.2	ТПЛ-10 100/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	УСВ-3, пер. № 64242-16/ Dell PowerEdge R430
4	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 7, ВЛ- 10 кВ ф.7	ТПЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 2363-68	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
5	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 8, ВЛ- 10 кВ ф.8	ТПЛМ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 2363-68 ТПЛ-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
6	ПС 35 кВ Ибрайкино, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ ф.10	ТВК-10 200/5, КТ 0,5 Пер. № 8913-82	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
7	ПС 35 кВ Киязлинская, Ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Пер. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
8	ПС 35 кВ Киязлинская, Ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ 35 150/5, КТ 0,5S Пер. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 КТ 0,5 Пер. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ 6 кВ, 1С 6 кВ, яч. 101, ВЛ-6 кВ ф.101	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	ТJP 4 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 62758-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
10	ПС 110 кВ Каргали, ЗРУ 6 кВ, 2С 6 кВ, яч. 202, ВЛ-6 кВ ф.202	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, КТ 0,5S Пер. № 32139-06	ТJP 4 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 62758-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
11	ПС 35 кВ Черёмухово, КРУН 10 кВ, 2С 10 кВ, яч. 6, ВЛ- 10 кВ ф.6	ТВК-10 150/5, КТ 0,5 Пер. № 8913-82	НАМИТ-10 10000/100 КТ 0,5 Пер. № 16687-07	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 110 кВ Ильбухтино, КРУН 6 кВ, 1С 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф.7	ТЛК-10-6 150/5, КТ 0,5 Пер. №9143-06	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-17	УСВ-3, пер. № 64242-16/ Dell PowerEdge R430
13	ПС 110 кВ Ильбухтино, КРУН 6 кВ, 2С 6 кВ, яч. 8, ВЛ-6 кВ ф.8	ТЛК-10-6 150/5, КТ 0,5 Пер. №9143-06	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
14	ПС 35 Кузкеево, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 9, КВЛ- 10 кВ ф.9	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, КТ 0,5S Пер. №32139-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Пер.№20186-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Пер. № 36697-12	
15	ВЛБ-10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТЛМ-10 100/5, КТ 0,5 Пер. №2473-00	НАМИТ-10-2УХЛ2 10000/100 КТ 0,5 Пер. №11094-87	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
16	ВЛБ-10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 100/5, КТ 0,5 Пер. №15128-03	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
17	ВЛ-10 кВ ф.4 от ПС 110 кВ Дружба, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №1, ПКУ-10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 100/5, КТ 0,5S Пер. №15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
18	ВЛ-10 кВ ф.5 от ПС 35 кВ Н. Курмашево, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №2, ПКУ-10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ 10-1 50/5, КТ 0,5 Пер. №15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
19	ВЛ-10 кВ ф.47-07 от ПС 35 кВ Терси, оп. 530, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №69	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 55522-13	
20	ВЛ-10 кВ ф.47-03 от ПС 35 кВ Терси, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №3, ПКУ-10 кВ №3, Ввод 10 кВ	ТОЛ-10-1 50/5, КТ 0,5 Пер. № 15128-03	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 23544-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	КТП 10 кВ №1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. №22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16/ Dell PowerEdge R430
22	КТП 10 кВ №4, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. №22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
23	КТП 10 кВ №3, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 50/5, КТ 0,5 Рег. №22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
24	ВЛ-10 кВ ф.44- 04 от ПС 35 кВ Кучуково, оп. 67, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №37	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	
25	ВЛ-10 кВ ф.44- 03 от ПС 35 кВ Кучуково, оп. 325, отпайка в сторону КТП 10 кВ скв. №244	-	-	РиМ 384.02/2 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 55522-13	
26	ВЛ-10 кВ ф.40- 02 от ПС 110 кВ Чекалда, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №7, оп. 4, ПКУ-10 кВ №7, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
27	ВЛБ-6 кВ №3, Ввод 6 кВ	ТЛК-10 50/5, КТ 0,5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
28	КТП 6 кВ №2, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТИИ-А 150/5, КТ 0,5 Рег. № 28139-12	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
29	КТП 6 кВ №1, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	ПС 110 кВ Костенево, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 15, КЛ- 10 кВ ф.13-15	ТЛМ-10 200/5, КТ 0,5 Пер. №2473-69	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	УСВ-3, пер. № 64242-16/Dell PowerEdge R430
31	ПС 35 кВ Морты-1, КРУН 10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 9, ВЛ-10 кВ ф.18-09	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Пер. №2473-00	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R КТ 0,2S/0,5 Пер. № 48266-11	
32	ВЛ-10 кВ ф.69- 23 от ПС 110 кВ Мамадыш, оп. 77, ПКУ-10 кВ №10, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5 Пер. № 1276-59	НОЛ-СЭЩ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,2 Пер. № 35955-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
33	ВЛ-10 кВ ф.49- 01 от ПС 35 кВ Кадыбаш, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №8, оп.2, ПКУ-10 кВ №8, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 1276-59	ЗНОЛПМ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. №35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
34	ВЛ-10 кВ ф.66- 04 от ПС 110 кВ Секинесь, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №9, оп. 1А, ПКУ-10 кВ №9, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 2473-00	ЗНОЛПМ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. №35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
35	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Киясово, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №1, ПКУ-10 кВ №1, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 1423-60	ЗНОЛП-НТЗ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	
36	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Киясово, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №2, ПКУ-10 кВ №2, Ввод 10 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 30/5, КТ 0,5S Пер. № 1423-60	ЗНОЛП-НТЗ-10 10500:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 51676-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ВЛ-10 кВ ф.13 от ПС 35 кВ Быргында, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №3, ПКУ-10 кВ №3, Ввод 10 кВ	ТЛК-10 30/5, КТ 0,5 S Рег. №9143-06	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 55024-13	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УСВ-3, рег. № 64242-16 /Dell PowerEdge R430
38	ВЛ-10 кВ ф.6 от ПС 110 кВ Арзамасцево, отпайка в сторону ПКУ-10 кВ №4, ПКУ-10 кВ №4, Ввод 10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 30/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-06	ЗНОЛПМ-10 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	
39	ПС 35 кВ Киязлинская, РУ-10 кВ, 1С 10 кВ, яч. 10, ВЛ-10 кВ ф.11	ТЛМ-10 50/5, КТ 0,5 Рег. №2473-00	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег. №11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

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 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена 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 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности ±δ, %	Границы погрешности в рабочих условиях ±δ, %
1	2	3	4
1, 2,11-13	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	1,6	4,5
19,24,25	Активная	0,6	1,1
	Реактивная	1,1	2,8
32	Активная	1,2	3,0
	Реактивная	1,9	5,1
17,26,33-38	Активная	1,3	1,9
	Реактивная	2,1	3,6
3-6,30,31,39	Активная	1,0	2,0
	Реактивная	1,2	2,3
7-10,14	Активная	1,2	1,7
	Реактивная	1,8	2,7
15, 16,18,20,27	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
21-23, 28,29	Активная	1,1	3,1
	Реактивная	1,8	5,1

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:          1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).          2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности <math>P = 0,95</math>          3 Границы погрешности результатов измерений приведены для <math>\cos\varphi=0,8</math>, токе ТТ, равном 100 % от <math>I_{ном}</math> для нормальных условий и при <math>\cos\varphi=0,8</math>, токе ТТ, равном 5 % от <math>I_{ном}</math> для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.</p>
--

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	39
<p>Нормальные условия            параметры сети:            - напряжение, % от <math>U_{ном}</math>            - ток, % от <math>I_{ном}</math>            - коэффициент мощности            - температура окружающей среды для счетчиков, °С            - частота, Гц</p>	<p>от 98 до 102            от 100 до 120            0,8            от +21 до +25            50</p>
<p>Условия эксплуатации            параметры сети:            - напряжение, % от <math>U_{ном}</math>            - ток, % от <math>I_{ном}</math>            - коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math> (<math>\sin\varphi</math>)            - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С            - температура окружающей среды для счетчиков, °С            СЭТ-4ТМ.03М            ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.04            Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R            РиМ 384.02/2            - температура окружающей среды для сервера, °С            - атмосферное давление, кПа            - относительная влажность, %, не более            - частота, Гц</p>	<p>от 90 до 110            от 1 до 120            от 0,5<sub>инд.</sub> до 1<sub>емк</sub>            от -40 до +40            от -40 до +60            от -25 до +45            от -45 до +75            от -40 до +55            от +10 до + 30            от 80,0 до 106,7            98            от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов            Счетчики:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            СЭТ-4ТМ.03М            ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.04            Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R            РиМ 384.02/2            УСВ-3            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            Сервер БД:            - среднее время наработки на отказ, ч, не менее            - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>165000            150000            220000            180000            35000            100000            1</p>



Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М	
-каждого массива профиля при времени интегрирования	
30 мин, сут	114
ПСЧ-4ТМ.05МК.00, ПСЧ-4ТМ.05МК.04	
- каждого массива профиля при времени интегрирования	
30 мин, сут	113
Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.R	
- при отключенном питании (расчетные данные), лет	10
- при отключенном питании (данные профиля нагрузки), лет	1
РиМ 384.02/2	
- данных в энергонезависимой памяти , лет	40
Сервер БД:	
- хранение результатов измерений и информации	3,5
состояний средств измерений, лет, не менее	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;

- защита на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	12
	ТВК-10	4
	ТИИ-А	3
	ТЛК-10	4
	ТЛК-10-6	4
	ТЛМ-10	10
	ТОЛ 10-І	4
	ТОЛ 35	6
	ТОЛ-10-І	4
	ТОЛ-НТЗ-10	9
	ТОЛ-СЭЦ-10	20
	ТПЛ-10	3
	ТПЛМ-10	3
	ТФЗМ 35Б-І У1	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-10	12
	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
	ТЈР 4	6
	ЗНОЛП	12
	ЗНОЛП-НТЗ-10	3
	ЗНОЛ-СЭЦ-10-1	3
	НАМИ-10	5
	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
	НАМИ-35 УХЛ1	4
	НАМИТ-10	2
	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1
	НОЛ-СЭЦ-10	3
	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-00 РВР.Р	3
	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	14
	ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5
	РиМ 384.02/2	3
	СЭТ-4ТМ.03М	14
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Основной сервер	Dell PowerEdge R430	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/06/20	1
Формуляр	ФО 26.51.43/06/20	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43/06/20 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 27.03.2020 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;

- устройство частотно-временной синхронизации по сигналам спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и GPS NAVSTAR СН-3833, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 23276-02;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-07.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть». МВИ 26.51.43/06/20, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТПП «ТатРИТЭКнефть»**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

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

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»  
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: [info@energometrologia.ru](mailto:info@energometrologia.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto:referent@samaragost.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.