

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (Уфимский участок)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (Уфимский участок) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С70 (УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-2 и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 преобразуют 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.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, 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, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне сервер БД, расположенный в Уфимском цеху по эксплуатации электрооборудования, производит сбор результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки, и передачу полученной информации на сервер БД, расположенный в Центре обработки данных (ЦОД) ПАО АНК «Башнефть», где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ. Один раз в сутки на уровне ИВК АИИС КУЭ формируется файл отчета с результатами измерений в формате XML и передается в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭП субъекта рынка.

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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера БД, УСПД и счетчиков.

Сервер БД, расположенный в Уфимском цеху по эксплуатации электрооборудования, оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Коррекция часов сервера осуществляется при расхождении показаний часов на величину, превышающую ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Время УСПД синхронизируется от сервера БД, расположенного в Уфимском цеху по эксплуатации электрооборудования. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется при каждом обращении к УСПД, но не реже чем 1 раз в 30 минут. Коррекция времени осуществляется при расхождении на величину, превышающую ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых входит УСПД, синхронизация времени счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, время счетчиков синхронизируется от сервера БД, расположенного в Уфимском цеху по эксплуатации электрооборудования, во время каждого сеанса связи со счетчиками, с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут. Коррекция текущего времени счетчиков проводится при наличии расхождения показаний более чем на ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0, в состав которого входят программы, 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». Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		Состав измерительного канала			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Аминево, КРУН-6 кВ, Ввод 1 6 кВ Т-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 29390-10	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10
2	ПС 110 кВ Аминево, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2, ВЛ-6 кВ ф. 2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 2473-69		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
3	ПС 110 кВ Аминево, РУСН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	ПС 110 кВ Аминево, КРУН-6 кВ, Ввод 2 6 кВ Т-2	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 18178-99	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
5	ПС 35 кВ Александровка, КРУН-6 кВ, Ввод 1 6 кВ Т-1	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Рег. № 47171-11	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	
6	ПС 35 кВ Александровка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 47957-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 35 кВ Александровка, КРУН-6 кВ, Ввод 2 6 кВ Т-2	АВК 10 Кл.т. 0,5 КТТ=600/5 Рег. № 47171-11	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	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10
8	ПС 35 кВ Александровка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 15, ВЛ-6 кВ ф. 5	АВК 10 Кл.т. 0,5 КТТ=150/5 Рег. № 47171-11		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
9	ПС 35 кВ Александровка, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП Кл.т. 0,5 КТТ=100/5 Рег. № 47959-11		-	
10	ПС 35 кВ РаKITОВО, КРУН-6кВ, яч. 10, ВЛ-6 кВ ф. 8	ТОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 КТТ=300/5 Рег. № 51623-12	VSK Кл.т. 0,5 КТН=6000/100 Рег. № 47172-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
		АВК 10 Кл.т. 0,5 КТТ=300/5 Рег. № 47171-11			
11	ПС 35 кВ РаKITОВО, КРУН-6кВ, яч. 8, ВЛ-6 кВ ф. 6	АВК 10 Кл.т. 0,5 КТТ=200/5 Рег. № 47171-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 35 кВ РаKITОВО, КРУН-6кВ, яч. 6, ВЛ-6 кВ ф. 4	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 47171-11	VSK Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 47172-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
13	ПС 110 кВ Кушкуль, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 1 6 кВ	ТЛК Кл.т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10
14	ПС 110 кВ Кушкуль, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17, ВЛ-6 кВ ф. 17 (87)	ТЛК Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 9143-83		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
15	ПС 110 кВ Кушкуль, РУСН-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТОП Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
16	ПС 110 кВ Кушкуль, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 2 6 кВ	ТЛК Кл.т. 0,5 Ктт=1000/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
17	ВЛ 10 кВ ф.231 от ПС 35 кВ Питяково, оп. 54, отпайка, РУ-10 кВ К-112	ИМЗ Кл.т. 0,5 Ктт=75/5 Рег. № 16048-97	НОЛ.08 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 3345-04	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
18	ПС 110 кВ Авдон, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Авдон – Южная Сергеевка 1	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S Ктт=300/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 110 кВ Авдон, 2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Авдон – Южная Сергеевка 2	ТОЛ-35 Кл.т. 0,5S Ктт=300/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 41681-10
20	ПС 35 кВ Н. Надеждино, КРУН-10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 1276-59 ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 29390-10	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
21	ПС 110 кВ Минзитарово, КРУН-10 кВ яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
22	ПС 35 кВ Бедеева Поляна, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14, ВЛ-10 кВ ф. 16	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 2473-00	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
23	ПС 110 кВ Нагаево, 1 с.ш. 10кВ, яч. 5, ВЛ-10 кВ ф. № 5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
24	ВЛБ-10 кВ, отпайка от ВЛ-10 кВ ф. 6 от ПС 35 кВ Гумерово	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=50/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 4, 5, 7, 8, 13, 14, 16, 17, 21	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,1
3, 6, 9, 15	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,1
10-12	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
18, 19	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
20, 22-24	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на ТТ, ТН и счетчики 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. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа. Допускается уменьшение количества ИК. Изменение наименования ИК, уменьшение количества ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2

Продолжение таблицы 4

1	2
- для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСПД, УСВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЕ 304: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Устройство синхронизации времени УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 140 000 2 70000 35000 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и серверов 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- 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);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	3 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	8 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП	9 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	АВК 10	14 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК	6 шт.
Трансформаторы тока	IMZ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-35	4 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3 шт.
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	VSK	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	17 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
УСПД	СИКОН С70	4 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
ПО	Пирамида 2000	1 шт.
Формуляр	61181777.425180.003.К.90000.4.Ф	1 экз.
Методика поверки	МП-312235-095-2020	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-095-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (Уфимский участок). Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 27 мая 2020 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).
- по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- при поверке измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (Уфимский участок), аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (Уфимский участок)

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 «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН 0274051582

Адрес: 450077, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1

Телефон: +7 (347) 261-61-61

Факс: +7 (347) 261-62-62

E-mail: info_bn@bashneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «НПК»

(ООО «НПК»)

ИНН 7446046630

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д.9, оф.4

Телефон: +7 (351) 951-02-68

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ___ » _____ 2020 г.