

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (ХМАО-Югра и РБ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (ХМАО-Югра и РБ) (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 сервера БД, расположенные в цехах по эксплуатации электрооборудования, производят 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.

Сервера БД, расположенные в цехах по эксплуатации электрооборудования, оснащены 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 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 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.

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		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч. №1, ф. № 1	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-09
2	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч. №2, ф. № 2	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч. №3, ф. № 3	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S Ктт=400/5 Рег. № 30368-05		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч. №4, ф. № 4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 8555-81		СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч. №5, ф. № 5	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 8555-81	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
6	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч. №6, ф. № 6	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000:√3/100:√3 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч. №7, ф. № 7	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S Ктт=400/5 Рег. № 30368-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8	ПС 110 кВ Кошильская, РУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч. №8, ф. № 8	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-09
9	ПС 110 кВ Кошильская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
10	ПС 110 кВ Кошильская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 15173-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
11	ПС ДНС-2-Магма фидер 18	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 47171-11	UMZ Кл.т. 0,5 Ктн=6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 16047-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
12	ПС 35 кВ Александровка, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
13	ВЛ-10 кВ ф. 231 от ПС 35 кВ Питяково, оп. 54, отпайка, РУ-10 кВ К-112	IMZ 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	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
14	ПС 35 Кузбаево, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ ф. 16	АВК 10 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 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. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 35 кВ Хмелевка, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. № 17, КЛ-6 кВ ф. 17	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 7069-79	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
16	ВЛ-6 кВ ф. 308-15 от ПС 110 кВ Восток, отпайка от оп. 78, ВМО-6 кВ	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 29390-05	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн= 6000/100 Рег. № 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
17	ПС 35 кВ Казарма, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ Кл.т. 0,2 Ктн= 10000/100 Рег. № 70324-18	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
18	ПС 35 кВ Карагай, 2 с.ш. 6 кВ, яч. № 11, ВЛ-6 кВ ф. 51-02	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 9143-01	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	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
19	ПС 35 кВ КНС-29, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн= 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	- / УСВ-2 Рег. № 41681-10
20	ПС 110 кВ Кожай-Максимова, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11, КЛ-6 кВ ф. 11	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 814-53	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 16687-07	СЕ 304 S32 402-ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ПС 110 кВ Мартыново, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 8, ВЛ-6 кВ ф. 8	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт=300/5 Рег. № 69606-17	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 16687-07	СЕ 304 S32 402-ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
22	ПС 35 кВ Абдрашиново, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТВЛМ Кл.т. 0,5 Ктт=600/5 Рег. № 45040-10	НАМИТ Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 70324-18	СЕ 304 S32 402-ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
23	ПС 110 кВ Калегино, КРУН-6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ ф. 7	ТВЛМ Кл.т. 0,2S Ктт=400/5 Рег. № 45040-10	НАМИТ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=6000/100 Рег. № 16687-13	СЕ 304 S32 402-ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
24	ПС 110 кВ Шушнур, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 19, ВЛ-6 кВ ф. 19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 2473-00	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
25	ПС 110 кВ Юсупово, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 6, ВЛ-6 кВ ф. 1706	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 831-53	СЕ 304 S32 402-ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
26	ПС 110 кВ Юсупово, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, ВЛ-6 кВ ф. 1716	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт=300/5 Рег. № 51679-12	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн=6000/100 Рег. № 831-53	СЕ 304 S32 402- ЖААQ2НУ Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС 35 кВ Илькино, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 4, ВЛ-10 кВ ф. 4	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт=150/5 Рег. № 58720-14	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн=10000/100 Рег. № 16687-07	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
28	ПС 35 кВ Илькино, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 8, ВЛ-10 кВ ф. 8	ТЛК-СТ Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 Рег. № 58720-14		СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	
29	ПС 110 кВ Ташлыкуль, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Ташлыкуль - Петропавловка	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
30	ПС 110 кВ Серафимовка, ЗРУ-35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ Серафимовка - Кызыл-Ярово	ТВ-35/10Т Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 4462-74	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 Ктн=35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 912-70	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
31	ПС 35 кВ Кандры, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 29482-07	-	СЕ 304 S32 632-JAAQ2HY Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
32	ПС 35 кВ Кандры, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТЛК10 Кл.т. 0,5 Ктт=400/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	
33	ПС 35 кВ Кандры, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 29482-07	-	СЕ 304 S32 632-JAAQ2HY Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 31424-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	ПС 35 кВ Туктагул, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 57218-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
35	ПС 35 кВ Николаевка, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 Ктт=300/5 Рег. № 29390-10	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн=10000/100 Рег. № 11094-87	СЕ 304 S32 402-JAAQ2HY Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31424-07	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
36	ПС 35 кВ Николаевка, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 Ктт=200/5 Рег. № 57218-14	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
37	ПС 110 кВ Ардатовка, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФМ-110-П Кл.т. 0,5S Ктт=150/5 Рег. № 53622-13	НКФ-110-57 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05/ УСВ-2 Рег. № 41681-10
38	ПС 110 кВ Ардатовка, ОРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТФМ-110-П Кл.т. 0,5S Ктт=150/5 Рег. № 53622-13	НКФ-110-57 Кл.т. 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 14205-05	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
39	ПС 110 кВ Ардатовка, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 24, ВЛ-10 кВ ф. 325-01	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 Ктт=100/5 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	

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 4-6	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,8
2, 8	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,1
3, 7	Активная	1,0	4,7
	Реактивная	2,4	3,9
9, 10	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,1
11, 20, 22, 25, 27-30	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,5	4,1
12, 31, 33, 34, 36	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,1
13-15, 18, 19, 24, 39	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,1
16, 17	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,1
21, 26	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,5	4,1
23	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,6
32, 35	Активная	0,9	5,4
	Реактивная	2,2	4,1
37, 38	Активная	1,0	5,0
	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
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ31819.23-2012 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +18 до +22 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСПД, УСВ 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +60 от -10 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08), ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-12):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>90000 2</p> <p>140 000 2</p> <p>165000 2</p> <p>220000 2</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
Электросчетчики СЕ 304: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 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	120000 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 сервера 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;
 - 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);
- 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	ТФЗМ 35А-ХЛ1	12 шт.
Трансформаторы тока	GIF 40,5	4 шт.
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	АВК 10	5 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП	3 шт.
Трансформаторы тока	IMZ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	4 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35/10Т	3 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛК10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФМ-110-II	6 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12 шт.
Трансформаторы напряжения	UMZ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	7 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.09	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	10 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	1 шт.
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 304 S32 402-JAAQ2НУ	12 шт.
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	СЕ 304 S32 632-JAAQ2НУ	2 шт.
Контроллеры сетевые	СИКОН С70	17 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	8 шт.
ПО	Пирамида 2000	1 шт.
Формуляр	61181777.425180.003.К.90000.1.Ф	1 экз.
Методика поверки	МП-312235-070-2019	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-070-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (ХМАО-Югра и РБ). Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 21 октября 2019 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 электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПАО АНК «Башнефть» (ХМАО-Югра и РБ)», 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» (ХМАО-Югра и РБ)

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: 455000, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Советской Армии, д. 8/1, оф.703

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.