

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения 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 Ишимбайском 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 оператор ИВК АИИС КУЭ формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает данные 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 счётчиков.

Сервер БД, расположенный в Ишимбайском 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  $\pm 1$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Время УСПД синхронизируется от сервера БД, расположенного в Ишимбайском 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  $\pm 2$  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  $\pm 2$  с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, время счетчиков синхронизируется от сервера БД, расположенного в Ишимбайском 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  $\pm 2$  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;<br>CalcLeakage.dll;<br>CalcLosses.dll;<br>Metrology.dll;<br>ParseBin.dll;<br>ParseIEC.dll;<br>ParseModbus.dll;<br>ParsePiramida.dll;<br>SynchroNSI.dll;<br>VerifyTime.dll   |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО    | не ниже 3.0  |
| Цифровой идентификатор ПО                    | e55712d0b1b219065d63da949114dae4<br>b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f<br>d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac<br>52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83<br>6f557f885b737261328cd77805bd1ba7<br>48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f<br>c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48<br>ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f<br>530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09<br>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                       | РБМВ-35 кВ Тукаево,<br>ВЛ-35 кВ<br>Александровка-1          | ТФН-35М<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 3690-73   | ЗНОМ-35-65<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 912-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 2                       | РБМВ-35 кВ Тукаево,<br>ВЛ-35 кВ<br>Александровка-2          | ТФН-35М<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=150/5<br>Рег. № 3690-73   | ЗНОМ-35-65<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 912-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 3                       | ПС 35/6 кВ Болотино,<br>1 с.ш. 6 кВ,<br>яч. 6, ВЛ-6 кВ ф. 6 | АВК 10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт= 300/5<br>Рег. № 47171-11  | НАМИТ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=6000/100<br>Рег. № 16687-07        | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |
| 4                       | ПС 35/6 кВ Бабиково,<br>ОРУ-35 кВ,<br>Ввод 35 кВ Т-1        | GIF 40,5<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=150/5<br>Рег. № 30368-10 | GEF 40,5<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 30373-10 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 5                       | ПС 35/6 кВ Бабиково,<br>ОРУ-35 кВ,<br>Ввод 35 кВ Т-2        | GIF 40,5<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=150/5<br>Рег. № 30368-10 | НИОЛ-СТ<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 58722-14  | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3   | 4  | 5   | 6  |
|----|---|---|--|---|--|
| 6  | ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово,<br>2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ<br>Южно-Чувалкипово – Бик-Кармалы | ТВ<br>Кл.т. 0,5S<br>Ктт= 300/5<br>Рег. № 19720-06       | ЗНОМ-35-65<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 912-70  | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 7  | ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово,<br>1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ<br>Южно-Чувалкипово – Ибраево     | ТВ<br>Кл.т. 0,5S<br>Ктт= 300/5<br>Рег. № 19720-06       | ЗНОМ-35-65<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/√3/100/√3<br>Рег. № 912-70  | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 8  | ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово,<br>1 с.ш. 10 кВ, яч. 6,<br>ВЛ-10 кВ ф. 6                  | ТОЛ-СЭЩ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=200/5<br>Рег. № 32139-06 | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 20186-05 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 9  | ПС 35/10 кВ Южно-Чувалкипово,<br>2 с.ш. 10 кВ,<br>яч. 15, ВЛ-10 кВ ф. 15                | ТОЛ-СЭЩ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 32139-06 | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 20186-05 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 10 | ПС 35/10 кВ<br>Камчалытамак,<br>2 с.ш. 10 кВ,<br>яч. 14, ВЛ-10 кВ ф. 14                 | АВК 10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 47171-11     | НАМИТ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 16687-07        | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 11 | ПС 35/10 кВ<br>Камчалытамак,<br>2 с.ш. 10 кВ,<br>яч. 16, ВЛ-10 кВ ф. 16                 | АВК 10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 47171-11     |  | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 12 | ПС 35/10 кВ Северное Чувалкипово, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 1, ВЛ-10 кВ ф. 1                    | ТЛМ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 2473-69      | НАМИ-10<br>Кл.т. 0,2<br>Ктн= 10000/100<br>Рег. № 11094-87        | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2  | 3   | 4  | 5  | 6  |
|----|--|---|--|--|--|
| 13 | ПС 110/35/10 кВ<br>Толбазы,<br>1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ<br>Толбазы - Бегеняш   | ТФЗМ-35А-У1<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт= 200/5<br>Рег. № 3690-73                  | НАМИТ<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/100<br>Рег. № 70324-18                             | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |
| 14 | ПС 110/35/10 кВ<br>Толбазы, ОСШ-35 кВ,<br>ОВ-35 кВ                         | ТВ-35/10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=600/5<br>Зав. № 8364; 8699<br>Рег. № 4462-74 |  | Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Р<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 48266-11 |  |
| 15 | ПС 110/35/10 кВ<br>Софиполь, 2 СШ 35 кВ,<br>ВЛ 35 кВ Софиполь –<br>Бегеняш | ТФЗМ-35А-У1<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=150/5<br>Рег. № 3690-73                   | ЗНОМ-35-65<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Рег. № 912-70 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |
| 16 | ПС 35/10 кВ Шланлы,<br>1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ                            | ТОЛ-НТ3-10<br>Кл.т. 0,5S<br>Ктт=400/5<br>Рег. № 51679-12                  | НАМИ-10<br>Кл.т. 0,2<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 11094-87                           | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 17 | ПС 35/10 кВ Шланлы,<br>ввод 0,4 кВ ТСН-1                                   | ТОП-0,66<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=50/5<br>Рег. № 57218-14                      | -  | СЭТ-4ТМ.03М.09<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            |  |
| 18 | ПС 35/10 кВ Шланлы,<br>2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ                            | ТОЛ-НТ3-10<br>Кл.т. 0,5S<br>Ктт=400/5<br>Рег. № 51679-12                  | НАМИТ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 16687-13                          | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            |  |
| 19 | ПС 35/10 кВ Шланлы,<br>ввод 0,4 кВ ТСН-2                                   | ТОП-0,66<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=50/5<br>Рег. № 57218-14                      | -  | СЭТ-4ТМ.03М.09<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08            |  |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2  | 3   | 4  | 5   | 6  |
|----|--|---|--|---|--|
| 20 | ПС 110/35/10 кВ<br>Давлеканово-районная,<br>1 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ<br>Давлеканово – Южно-<br>Чувалкипово 1ц. | ТВГ-УЭТМ®<br>Кл.т. 0,2S<br>Ктт=200/5<br>Рег. № 52619-13 | НАМИТ<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/100<br>Рег. № 70324-18           | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10   |
| 21 | ПС 110/35/10 кВ<br>Давлеканово-районная,<br>2 СШ 35 кВ, ВЛ 35 кВ<br>Давлеканово – Южно-<br>Чувалкипово 2ц. | ТВГ-УЭТМ®<br>Кл.т. 0,2S<br>Ктт=200/5<br>Рег. № 52619-13 | НАМИТ<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=35000/100<br>Рег. № 70324-18           | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 22 | ПС 110/10 кВ<br>Аптраково, РУ-10 кВ, 2<br>с.ш. 10 кВ,<br>яч. 9, ВЛ-10 кВ ф. 9                              | ТЛМ-10<br>Кл.т. 0,5; Ктт=50/5<br>Рег. № 2473-05         | НТМИ-10-66<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн= 10000/100<br>Рег. № 831-69       | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | СИКОН С70 Рег.№ 28822-05 /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 23 | ПС 110/10 кВ<br>Аптраково, РУ-10 кВ, 2<br>с.ш. 10 кВ,<br>яч. 11, ВЛ-10 кВ ф. 11                            | ТЛМ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 2473-05      |  | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 |  |
| 24 | ПС 110/10 кВ Ишлы,<br>РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ,<br>яч. 6, ВЛ-10 кВ ф. 6                                      | ТЛМ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 2473-69      | НАМИТ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 16687-13        | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |
| 25 | ПС 35/10 кВ Кариновка,<br>2 с.ш. 10 кВ,<br>яч. 10, ВЛ-10 кВ Кн-2   | ТЛК-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 9143-06      | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 20186-05 | СЭТ-4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36697-08 | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10                        |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2  | 3   | 4   | 5  | 6                           |
|----|--|---|---|--|-----------------------------|
| 26 | ВЛБ-10 кВ В-52,<br>отпайка от опоры №237<br>л. Су-5<br>10 кВ от ПС 35/10 кВ<br>Струковская | ТПЛ-10-М<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 22192-07 | НОЛ<br>Кл.т. 0,5<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 49075-12      | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07 | - /<br>УСВ-2 Рег.№ 41681-10 |
| 27 | ВЛБ-10 кВ В-62,<br>отпайка от опоры №5 л.<br>Су-6<br>10 кВ от ПС 35/10 кВ<br>Струковская   | ТПЛ-10<br>Кл.т. 0,5<br>Ктт=100/5<br>Рег. № 1276-59    | НАМИТ-10<br>Кл.т. 0,2<br>Ктн=10000/100<br>Рег. № 16687-07 | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Рег. № 36355-07 | - /<br>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 ( $\pm\delta$ ), % |
|---|--------------------|---|---|
| 1-5, 8-11, 13-15, 22-26                 | Активная           | 1,2   | 5,7   |
|   | Реактивная         | 2,5   | 4,1   |
| 6, 7, 18                                | Активная           | 1,2   | 5,1   |
|   | Реактивная         | 2,5   | 4,1   |
| 12, 27                                  | Активная           | 1,0   | 5,6   |
|   | Реактивная         | 2,2   | 4,1   |
| 16                                      | Активная           | 1,0   | 5,0   |
|   | Реактивная         | 2,2   | 4,1   |
| 17, 19                                  | Активная           | 1,0   | 5,6   |
|   | Реактивная         | 2,1   | 4,1   |
| 20, 21                                  | Активная           | 1,0   | 2,8   |
|   | Реактивная         | 1,8   | 3,7   |
| 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:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- коэффициент мощности | от 99 до 101<br>от 100 до 120<br>0,87 |

Продолжение таблицы 4

| 1  | 2  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>- частота, Гц</li> <li>температура окружающей среды, °С</li> <li>- для счетчиков активной энергии:<br/>ГОСТ Р 52323-2005</li> <li>- для счетчиков реактивной энергии:<br/>ГОСТ Р 52425-2005</li> </ul>  | <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25</p>   |
| <p>Условия эксплуатации:<br/>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> </ul> <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для электросчетчиков</li> <li>- для УСПД, УСВ</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 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +35</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -10 до +50</p> |
| <p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М:</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>Электросчетчик Меркурий 234:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>УСПД СИКОН С70:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>Устройство синхронизации времени УСВ-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> </ul> <p>Сервер БД:</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>140 000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>70000</p> <p>35000</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, суток, не менее</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>  | <p>113</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>3,5</p>  |

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 | ТФН-35М     | 4 шт.      |
| Трансформаторы тока | АВК 10      | 6 шт.      |
| Трансформаторы тока | GIF 40,5    | 6 шт.      |
| Трансформаторы тока | ТВ          | 6 шт.      |
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЦ-10  | 4 шт.      |
| Трансформаторы тока | ТЛМ-10      | 8 шт.      |
| Трансформаторы тока | ТФЗМ-35А-У1 | 4 шт.      |
| Трансформаторы тока | ТВ-35/10    | 2 шт.      |

Продолжение таблицы 5

| 1  | 2                               | 3      |
|--|---------------------------------|--------|
| Трансформаторы тока                                  | ТОЛ-НТЗ-10                      | 4 шт.  |
| Трансформаторы тока                                  | ТОП-0,66                        | 6 шт.  |
| Трансформаторы тока встроенные                       | ТВГ-УЭТМ®                       | 4 шт.  |
| Трансформаторы тока                                  | ТЛК-10                          | 2 шт.  |
| Трансформаторы тока                                  | ТПЛ-10-М                        | 2 шт.  |
| Трансформаторы тока проходные                        | ТПЛ-10                          | 2 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | ЗНОМ-35-65                      | 15 шт. |
| Трансформаторы напряжения                            | НАМИТ-10                        | 5 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | GEF 40,5                        | 3 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | НИОЛ-СТ                         | 3 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | НАМИ-10-95 УХЛ2                 | 3 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | НАМИ-10                         | 2 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | НАМИТ                           | 3 шт.  |
| Трансформаторы напряжения                            | НТМИ-10-66                      | 1 шт.  |
| Трансформаторы напряжения незаземляемые              | НОЛ                             | 2 шт.  |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные   | СЭТ-4ТМ.03М.01                  | 22 шт. |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные   | СЭТ-4ТМ.03М.09                  | 2 шт.  |
| Счетчик электрической энергии статический трехфазный | Меркурий 234 ARTM-00 PB.R       | 1 шт.  |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные   | ПСЧ-4ТМ.05М                     | 2 шт.  |
| УСПД   | СИКОН С70                       | 7 шт.  |
| Устройства синхронизации времени                     | УСВ-2                           | 1 шт.  |
| ПО   | Пирамида 2000                   | 1 шт.  |
| Формуляр   | 61181777.425180.003.К.90000.2.Ф | 1 экз. |
| Методика поверки                                     | МП-312235-071-2019              | 1 экз. |

### Поверка

осуществляется по документу МП-312235-071-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Ишимбайской группы месторождений ПАО АНК «Башнефть». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 18 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 Ишимбайской группы месторождения ПАО АНК «Башнефть», 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 Ишимбайской группы месторождения ПАО АНК «Башнефть»**

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](mailto: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](mailto: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.