

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «01» апреля 2026 г. № 632

Регистрационный № 98143-26

Лист № 1
Всего листов 16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (ПО), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

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

производится вычисление полной мощности за период. 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 (получасовая энергия).

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на УСПД, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы.

На верхнем, третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи 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 электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений производится с третьего уровня АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию 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 от других автоматизированных информационно-измерительных систем утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет выделенную на функциональном уровне систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК).

АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 сутки). При любом расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 1 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 001) указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 6, КЛ-6 кВ ф. 6Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 800/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
2	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 10, КЛ-6 кВ ф. 10Ш	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 400/5 Рег. № 814-53	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 20, КЛ-6 кВ ф. 20Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
4	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. 22, КЛ-6 кВ ф. 22Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70 (осн. ТН) НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 18178-99 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
5	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 29Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 35, КЛ-6 кВ ф. 35Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
7	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 37, КЛ-6 кВ ф. 37Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 41, КЛ-6 кВ ф. 41Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 42, КЛ-6 кВ ф. 42Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
10	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 43, КЛ-6 кВ ф. 43Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
11	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 45, КЛ-6 кВ ф. 45Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
12	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 4 СШ, яч. 46, КЛ-6 кВ ф. 46Ш	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 800/5 Рег. № 1261-08	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
13	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 3 СШ, яч. 49, КЛ-6 кВ ф. 49Ш	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 45425-10	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
14	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 60, КЛ-6 кВ ф. 60Ш-2	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
16	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 62, КЛ-6 кВ ф. 62Ш	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-07	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
17	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 68, КЛ-6 кВ ф. 68Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 5 СШ, яч. 68, КЛ-6 кВ ф. 68Ш-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
19	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 76, КЛ-6 кВ ф. 76Ш	ТОЛ10 Кл. т. 0,5 Ктт 1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
20	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 82, КЛ-6 кВ ф. 82Ш-1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 82, КЛ-6 кВ ф. 82Ш-2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-59	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ УСВ-2 Рег. № 82570-21
22	Уфимская ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ, 6 СШ, яч. 84, КЛ-6 кВ ф. 84Ш	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1856-63	НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (осн. ТН) НОМ-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49 (рез. ТН)	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, 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 3 метрологических характеристик.

3. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

4. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

5. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электро-энергии	Границы основной погрешности, $(\pm\delta)$, %	Границы погрешности в рабочих условиях, $(\pm\delta)$, %	Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с
1, 5, 6, 10-13 (ТТ кл.т. 0,5S, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83)	активная реактивная	1,1 2,6	2,7 4,4	± 5
2-4, 7-9, 14-16, 18-20, 22 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83)	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,6	± 5
17, 21 (ТТ кл.т. 0,5, ТН кл.т. 0,5, счетчик кл.т. 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005)	активная реактивная	1,1 2,6	3,0 4,7	± 5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - при $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{НОМ}}$ для нормальных условий;
 - при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{НОМ}}$ для рабочих условий для ИК № 1, 5, 6, 10-13;
 - при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{НОМ}}$ для рабочих условий для ИК № 2-4, 7-9, 14-22; и температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от +5 °С до +40 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С 	<p>99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: <ul style="list-style-type: none"> - ТТ и ТН, °С - счетчиков электроэнергии, °С - УСПД, сервера АИИС КУЭ, °С - УССВ, °С 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд до 0,8 емк</p> <p>от –40 до +45 от +5 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Сервер АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>90000 72 70000 24 100000 1 35000 2</p>
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>Счетчики электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее <p>Сервер АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее 	<p>113 10 45 10 3,5</p>

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания УСПД и сервера АИИС КУЭ с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД;

– журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	5
Трансформаторы тока	ТОЛ10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	29
Трансформаторы тока	ТПОЛ-СВЭЛ-10	15
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	16
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	–	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	ФО.411711.АИИС.001	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» для коммерческого учета электроэнергии, потребляемой Филиалом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть»
(ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН 0274051582

Юридический адрес: 450052, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса,
д. 30/1

Телефон: +7 (347) 261-61-61

E-mail: info_bn@bn.rosneft.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Башкирская генерирующая компания»
(ООО «БГК»)
ИНН 0277077282
Адрес: 450059, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Рихарда Зорге, д. 3
Телефон: +7 (347) 222-86-25
E-mail: office@bgkrb.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»
(ООО «ПИКА»)
ИНН 3328009874
Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81,
каб. 307
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709