

Регистрационный 97494-26

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ», сбора, хранения и обработки полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

1-й уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Состав измерительных компонентов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя серверы сбора, обработки и хранения баз данных (основной и резервный), расположенные в центре обработки данных (далее – ЦОД) филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Уфанефтехим» (далее – серверы АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места операторов ЦОД и филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение ПК «Энергосфера», а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, обработку и ее хранение, передачу отчетных документов коммерческому оператору оптового рынка электроэнергии и мощности и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. На выходе счетчиков имеется измерительная информация со значениями следующих физических величин:

- активная и реактивная электрическая энергия, вычисленная как интеграл по времени на интервале 30 мин от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности;
- средняя на интервале 30 мин активная и реактивная мощность.

На выходе счетчиков ИК №№ 1, 2, 4, 5, 7-10, 12, 13, 15-28 измерительная информация присутствует с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, на выходе счетчиков ИК № 3, 6, 11, 14, 29-45 - без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) программный комплекс (ПК) «Энергосфера» автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики ИК, считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН (только для счетчиков ИК № 3, 6, 11, 14, 32-44), перевод измеренных значений в именованные физические величины), помещение измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков – при помощи проводных линий интерфейса RS-485 и Ethernet или пакетной передачи данных GPRS и оптических линий связи локальной вычислительной ПАО АНК «Башнефть». При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet в формате XML-макетов 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.

Сервер АИИС КУЭ объединяет измерительную информацию от ИК, перечисленных в таблице 2, и полученную от АИИС КУЭ третьих лиц, выполняет хранение поступившей информации, производит формирование и оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML), передачу в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ по электронной почте подписанных, при необходимости, электронной подписью XML-макетов. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета, а также журналы событий соотнесены с московским временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВК.

В состав СОЕВ входят УССВ, часы сервера АИИС КУЭ, счетчиков.

Шкала времени в СОЕВ формируется на основе информации о национальной шкале координированного времени UTC (SU), принимаемой УССВ от глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС. УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера АИИС КУЭ проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сличение показаний часов счетчиков ИК и сервера АИИС КУЭ происходит при каждом обращении к счетчику, синхронизация осуществляется один раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 2 с.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено в связи с особенностями конструктивного исполнения. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 905/2025. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом.

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские и (или) серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации, приведены в описании типа измерительного компонента и формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера и ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека <code>pso_metr.dll</code>
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			Сервер/ УСВ
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 секция, ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 КТ 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	сервер HP ProLiant DL380 G7; УСВ-2 Рег. № 82570-21
2	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 секция, ввод 6 кВ Т-1	ТПШЛ-10 КТ 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
3	1ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТН-Ш КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 41260-09	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
4	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, ввод 6 кВ Т-2	ТПШЛ-10 КТ 0,5 КТТ 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, ввод 6 кВ Т-2	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	сервер HP ProLiant DL380 G7; УСВ-2 Рег. № 82570-21
6	1ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ КТ 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 28139-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
7	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.22	ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
8	1ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.47	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
9	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 секция, ввод 6 кВ Т-1	ТЛШ10 КТ 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 11077-89	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
10	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 3 секция, ввод 6 кВ Т-1	ТЛШ10 КТ 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 11077-89	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
11	2ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 29482-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
12	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ10 КТ 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 11077-89	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
13	2ГПП 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, ввод 6 кВ Т-2	ТЛШ10 КТ 0,5 Ктт 3000/5 Рег. № 11077-89	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
14	2ГПП 110 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 КТ 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТФЗМ 110Б- УХЛ1 КТ 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 32825-06	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН 110000/√3:100/√3 Рег. № 14205-94	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	сервер HP ProLiant DL380 G7; UCSB-2 Рег. № 82570-21
16	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТФЗМ 110Б КТ 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 24811-03	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 КТН 110000/√3:100/√3 Рег. № 14205-94	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
17	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.22, КЛ- 6 кВ ф. ТП-52х-1	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
18	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.47, КЛ- 6 кВ ф. ТП-52х-2	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 1276-59 ТПЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
19	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.7, КЛ-6 кВ ф. ТП-55х-1	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
20	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.45, КЛ- 6 кВ ф. ТП-55х-2	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
21	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.10, КЛ- 6 кВ ф. ТП-16х-1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
22	ГПП-2х 110 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч.46, КЛ- 6 кВ ф. ТП-16х-2	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
23	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.37, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-1	ТПК-10 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
24	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.28, КЛ-6 кВ ф. ТП-9х-2	ТПК-10 КТ 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 22944-02	НТМИ-6 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 секция, яч.41, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-1	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	сервер HP ProLiant DL380 G7; UCSB-2 Рег. № 82570-21
26	ГПП-1х 6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 4 секция, яч.32, КЛ-6 кВ ф. ТП-53х-2	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 831-53	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
27	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч.5, КЛ-6 кВ ф. 45-1	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 1276-59	НОМ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
28	ТП-12 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.4, КЛ-6 кВ ф. 45-2	ТПФ КТ 0,5 Ктт 100/5 Рег. № 517-50	НОМ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1,0 Рег. № 39235-08	
29	ТП-4 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, КЛ-0,4 кВ ф. ПАО МТС	-	-	ПСЧ-3ТМ.05Д.05 КТ 1/2 Рег. № 39616-08	
30	РП-0,4 кВ ЦПУ участка резервных парков, секция 2, панель 1, КЛ-0,4 кВ ф. Газпром добыча Оренбург	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег. № 39617-09	
31	РП пенотушения 0,4 кВ, секция 1, панель 1, ф. Газпром добыча Оренбург	-	-	СЭБ-1ТМ.02Д.02 КТ 1 Рег. № 39617-09	
32	ТП-9 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 4, КЛ-0,4 кВ ф. Маневровая вышка	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	
33	ТП-10 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 4, КЛ-0,4 кВ ф. Уфагорсвет-1	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	
34	ТП-12 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 1, КЛ-0,4 кВ ф. НПП УралТехПром	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	
35	ТП-12 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 2, КЛ-0,4 кВ ф. Чистый город	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	
36	ТП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 1, КЛ-0,4 кВ ф. ООО Башремстрой	ТПШ-0,66 КТ 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ТП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, панель 9, КЛ-0,4 кВ ф. ООО ПромЭко	ТШП-0,66 КТ 0,5S Ктт 400/5 Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	сервер HP ProLiant DL380 G7; UCSB-2 Пер. № 82570-21
38	ТП-19 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 3, КЛ-0,4 кВ ф. АБК Грибоедова, 2	ТШП-0,66 КТ 0,5S Ктт 400/5 Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
39	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, панель 13, КЛ-0,4 кВ ф. ГТ ГСК № 37	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
40	ТП-38 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, панель 8, КЛ-0,4 кВ ф. ГТ АК № 45	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 50/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
41	ТП-42 6 кВ, РУ-0,4 кВ, РП-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. АК № 60 Каскад	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 200/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
42	ТП-42 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, панель 7, КЛ-0,4 кВ ф. ВРУ ГБУЗ РКПБ №1	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 100/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
43	ТП-42 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, панель 6, КЛ-0,4 кВ ф. Бизнес Трейд-2	ТШП-0,66 КТ 0,5S Ктт 300/5 Пер. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
44	ТП-42 6 кВ, РУ-0,4 кВ, РП-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф. Ремонтное предприятие	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 100/5 Пер. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 41135-09	
45	ПЧ-11 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сек., пан. 2, КЛ-0,4 кВ ф. Гр. РФ Каримова Л.А.	-	-	ПСЧ-3ТМ.05Д.01 КТ 1/2 Пер. № 39616-08	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

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

4. Замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Основные метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	2	3	4
1; 2; 4; 5; 7; 8; 15-28 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,2S/1,0)	Активная Реактивная	1,2 2,1	5,5 4,1
9; 10; 12; 13 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч. 0,2S/1,0)	Активная Реактивная	1,0 1,9	5,4 4,0
6; 11; 14 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,1 1,8	5,5 4,0
3; 32-44 (ТТ 0,5S; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,1 1,8	5,5 4,1
29; 45 (Сч. 1/2)	Активная Реактивная	1,1 2,2	3,2 5,5
30; 31 (Сч. 1)	Активная	1,1	3,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			± 5
<p>Примечания:</p> <p>1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной (ИК 30, 31), активной и реактивной электроэнергии (остальные ИК) и средней мощности (получасовой).</p> <p>3. Границы погрешности результатов измерений в нормальных условиях указаны для тока 100% $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ при температуре от +21 до +25 °С в месте установки счетчиков. Границы погрешности результатов измерений для рабочих условий указаны для тока 1 (5) % $I_{ном}$ при подключении счетчиков через трансформаторы тока, для тока 10% I_b для счетчиков с непосредственным включением, $\cos\phi = 0,5$ инд при температуре от плюс 10 до плюс 35 °С в месте установки счетчиков.</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	45
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды, °C</p>	<p>от 95 до 105</p> <p>от 1 (5) до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <p>напряжение, % от $U_{ном}$</p> <p>ток, % от $I_{ном}$</p> <p>коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>частота, Гц</p> <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C</p> <p>температура окружающей среды для счетчиков, °C</p> <p>температура окружающей среды для УССВ, °C</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C</p> <p>атмосферное давление, кПа</p> <p>относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 (5) до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +10 до +35</p> <p>от 70,0 до 106,7</p> <p>90</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>для счетчиков электроэнергии:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>- счетчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08</p> <p>- счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М.09, рег. № 36697-08, № 36697-12</p> <p>- счетчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д.05 39616-08</p> <p>- счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05 41135-09</p> <p>- счетчики типа СЭБ-1ТМ.02Д.02 39617-09</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для УСВ:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p> <p>для серверов:</p> <p>среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p> <p>среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>92000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>140000</p> <p>2</p> <p>35000</p> <p>2</p> <p>165974</p> <p>1</p>

Продолжение Таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: для счетчиков электроэнергии: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	
- счетчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08	365
- счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М.09, рег. № 36697-08, № 36697-12	113
- счетчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д 39616-08	113
- счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05 41135-09	113
- счетчики типа СЭБ-1ТМ.02Д.02 39617-09	113
при отключении питания, лет, не менее	
- счетчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08	20
- счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М.09, рег. № 36697-08, № 36697-12	30
- счетчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д 39616-08	40
- счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05 41135-09	40
- счетчики типа СЭБ-1ТМ.02Д.02 39617-09	40
для серверов: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - перерывы питания электропитания счетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- в журнале событий сервера:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИИК журналы событий.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне результатов измерений при хранении, передаче, параметрировании;
- кодирование при передаче, возможность использования цифровой подписи;
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б	3
	ТФЗМ 110Б-УХЛ1	3
	ТЛШ10	12
	ТПК-10	4
	ТПЛ-10	14
	ТПЛМ-10	4
	ТПОЛ-10	4
	ТПФ	2
	ТПШЛ-10	12
	Т-0,66	6
	ТОП-0,66	27
	ТТН-Ш	2
	ТШП-0,66	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
	НАМИ-10	4
	НОМ-6	4
	НТМИ-6	2
	НТМИ-6-66	8
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (ЕМ 720)	24
	СЭТ-4ТМ.03М.09	4
	ПСЧ-3ТМ.05Д.05	1
	ПСЧ-3ТМ.05Д.01	1
	ПСЧ-4ТМ.05Д.05	13
	СЭБ-1ТМ.02Д.02	2

Продолжение Таблицы 5

1	2	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Формуляр	ФО 01/25	1
Методика поверки	-	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) Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-УНПЗ», МВИ 01/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

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

Адрес: 450052, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1

Изготовитель

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

ИНН 0274051582

Адрес: 450052, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30/1

Телефон: (347) 261-61-61

Факс: (347) 261-62-62

E-mail: info_bn@bashneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»

(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34

Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская область, ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, ул. 9П, д. 31, строение 11, каб. 5

E-mail: info@itc-smartengineering.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314138

