

Регистрационный № 97371-25

Лист № 1  
Всего листов 13

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новыйл» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Филиала ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новыйл», 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) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

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-Новыйл», 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, каналаобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, обработку и хранение ее, 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 № 1-13 измерительная информация присутствует с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, на выходе счетчиков ИК № 14-29 - без учета коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Сервер АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) программного комплекса (ПК) «Энергосфера» автоматически, с заданной периодичностью, или по запросу опрашивает счетчики и 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 №14, 15, 16, 18-21, 23-29), 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 и 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  $\pm 1$  с.

Сличение показаний часов счетчиков 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  $\pm 2$  с.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено в связи с особенностями конструктивного исполнения. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 907/2025. 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 АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-4 110 кВ, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ 1Т	ТПОЛ-35 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 У1 КТ 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 51200-12	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
2	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, ввод 6 кВ 1Т	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 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
3	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, ввод 6 кВ 1Т	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 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
4	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ ТСН-1	ТПЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
5	ГПП-4 110 кВ, РУ-35 кВ, ввод 35 кВ 2Т	ТПОЛ-35 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 КТН 35000/√3:100/√3 Рег. № 912-70	ExpertMeter 720 (ЕМ 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 3 секция, ввод 6 кВ 2Т	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 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
7	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, 4 секция, ввод 6 кВ 2Т	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 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
8	ГПП-4 110 кВ, РУ-6 кВ, ввод 6 кВ ТСН-2	ТПЛМ-10 КТ 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
9	ЦРП-2 35 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 29, КЛ-6 кВ ф. 29	ТЛО-10 КТ 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛПМИ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/√3:100/√3 Рег. № 46738-11	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
10	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 3, КЛ-6 кВ ф. 3	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктт 200/5 Рег. № 1276-59	НТМК-6-48 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1
11	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч. 1, КЛ-6 кВ ф. 1	ТПЛ-10-М КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	НТМК-6-48 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,2
12	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч. 2, КЛ-6 кВ ф. 2	ТПЛ-10-М КТ 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 22192-07	НТМК-6-48 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 323-49	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,2
13	ПС-121 6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч.12	ТПОЛ-10 КТ 0,5 Ктт 50/5 Рег. № 1261-02	НОМ-6 КТ 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 159-49	ExpertMeter 720 (EM 720) КТ 0,2S/1 Рег. № 39235-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±2,1	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС-124 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 секция, яч.10	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±2,8
15	ПС-124 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 секция, яч.13	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06 КТ 0,5 КТН 6000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	±1,2	±5,5
						реактивная	±1,9	±2,8
16	Шкаф учета э/э 0,4 кВ Автокооператива Агидель-46А, ввод 0,4 кВ	ТТЭ-А КТ 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 32501-06 Т-0,66У3 КТ 0,5S КТТ 30/5 Рег. № 15764-96	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
17	НЛБ-1 0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ф.8	-	-	ПСЧ-3ТМ.05Д.01 КТ 1/2 Рег. № 39616-08		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,2	±5,5
18	ПС-128 6 кВ, РУ-0,4 кВ ПР-2, ф.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		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
19	ПС-128 6 кВ, РУ-0,4 кВ ПР-2, КЛ-0,4 кВ ф.16	ТОП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
20	ПС-128 6 кВ, РУ-0,4 кВ ПР-2, КЛ-0,4 кВ ф.22	ТОП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ПС-128 6 кВ, РУ-0,4 кВ ПР-2, КЛ-0,4 кВ ф.4	ТОП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±5,3
						реактивная	±1,6	±2,9
22	ПС-20 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, КЛ-0,4 кВ ф.3	-	-	ПСЧ-3ТМ.05Д.01 КТ 1/2 Рег. № 39616-08		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,2	±5,5
23	ПС-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, КЛ-0,4 кВ ф.29	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
24	ПС-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, КЛ-0,4 кВ ф.1	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
25	ПС-7А 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, КЛ-0,4 кВ ф.16	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
26	ПС-7А 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, КЛ-0,4 кВ ф.21	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09		активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
27	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 1, КЛ-0,4 кВ ф.6	ТОП-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1
28	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, КЛ-0,4 кВ ф.10	ТШП-0,66 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 47957-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,1	±5,5
						реактивная	±1,8	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	ЦРП-РМБ 6 кВ, РУ-0,4 кВ, секция 2, КЛ-0,4 кВ ф.12	ТОП-0,66 КТ 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 47959-11	-	ПСЧ-4ТМ.05Д.05 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 41135-09	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная  реактивная	±1,1  ±1,8	±5,5  ±4,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с							±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 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.
4. КТ – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и 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 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. 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.



Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 (5) до 120 от 49,8 до 50,2 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °C – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °C – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5 <sub>инд</sub> до 1 <sub>смк</sub> от 49,5 до 50,5 от -40 до +70 от +10 до +35 от +10 до +35 от -40 до +70 от 70,0 до 106,7 90
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08 счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-08 счетчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05 рег. № 41135-09 счетчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д.01 рег. № 39616-08 - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	92000 140000 140000 140000 2 165974 1 35000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
– Счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	
счётчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08	365
счётчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-08	113
счётчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05, рег. № 41135-09	113
счётчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д.01, рег. № 39616-08	113
- при отключении питания, лет, не менее	
счётчики типа ExpertMeter 720 (ЕМ 720), рег. № 39235-08	20
счётчики типа СЭТ-4ТМ.03М, рег. № 36697-08	30
счётчики типа ПСЧ-4ТМ.05Д.05, рег. № 41135-09	40
счётчики типа ПСЧ-3ТМ.05Д.01, рег. № 39616-08	40
– Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний 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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счётчика электроэнергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей измерительных трансформаторов;
  - испытательной коробки;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании (возможность установки многоуровневых паролей):
  - счётчика электроэнергии;
  - сервера;
- кодирование результатов измерений при передаче.

В журналах событий фиксируются факты: – журнал счётчика:

- 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;
- журнал 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 уровн ИИК журналы событий.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

### Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-35	6
	ТЛО-10	3
	ТПЛ-10	2
	ТПЛ-10-М	4
	ТПЛМ-10	4
	ТПОЛ-10	6
	ТПШЛ-10	12
	ТТЭ-А	2
	Т-0,66УЗ	1
	ТОП-0,66	18
	ТШП-0,66	15
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35 У1	3
	ЗНОМ-35-65	3
	ЗНОЛ.06	6
	ЗНОЛПМИ-6	3
	НОМ-6	2
	НТМИ-6-66	4
	НТМК-6-48	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии	ExpertMeter 720 (ЕМ 720)	13
	СЭТ-4ТМ.03М	3
	ПСЧ-4ТМ.05Д.05	11
	ПСЧ-3ТМ.05Д.01	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Паспорт-формуляр	ФО 03/25	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-Новыйл», МВИ 03/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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, д. 7а, к. 2, помещ. 34

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

E-mail: [info@itc-smartengineering.ru](mailto:info@itc-smartengineering.ru)

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

