

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» III очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, 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 (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, 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 (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С50, СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройства синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (далее – УСВ-2).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервера баз данных (далее – БД), УСВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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.

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 обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, 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, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

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 с протоколом ТСР/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. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера баз данных настоящей системы.

В АИИС КУЭ реализована возможность информационного обмена XML-файлами 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 со следующими АИИС КУЭ:

- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» (Рег. № 52559-13);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Башкирские распределительные электрические сети» (Рег. № 41171-09);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Башкирская сетевая компания» (АИИС КУЭ ООО «БСК») (Рег. № 41792-09);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Татэнергосбыт» пятая очередь (Рег. № 61245-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (Рег. № 59752-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «НижегородЭнергоТрейд» (ООО «ЗПИ «Альтернатива») (Рег. № 59288-14);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по ЛПДС «Андреевка» (Рег. № 55274-13);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объекту ППС «Чекмагуш» (Рег. № 54861-13);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Нурлино» (Рег. № 62201-15);

- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части АО «Транснефть-Урал» по объекту ЛПДС «Языково» (Рег. № 60250-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по ЛПДС «Черкассы», ЛПДС «Субханкулово», ЛПДС «Языково», ЛПДС «Салават», БПО (Рег. № 55227-13);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций Куйбышевской железной дороги - филиала ОАО «РЖД» в границах Республики Башкортостан (Рег. № 61810-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Оренбургэнергосбыт» (Рег. № 55829-13);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОРЭ ООО «Энергетическая сбытовая компания Башкортостана» (Рег. № 58406-14);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» (Рег. № 56762-14);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Тюменская энергосбытовая компания» с Изменением № 1 (Рег. № 56762-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АИИС КУЭ ОАО «ННП») для оптового рынка электроэнергии (Рег. № 58234-14);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпром нефтехим Салават» (Рег. № 62674-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПГУ-410Т г. Салават (Рег. № 62227-15);
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» (Рег. № 39615-08).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее –СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени УСВ-2 составляет не более ± 10 мкс. Сервер БД, расположенный в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) ПАО АНК «Башнефть», периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время с УСВ-2, корректировка часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы серверов БД, расположенных в ЦСОИ НГДУ «Арланнефть», НГДУ «Ишимбайнефть», НГДУ «Туймазанефть», НГДУ «Чекмагушнефть» и НГДУ «Уфанефть», синхронизированы по времени с часами сервера БД, расположенного в ПАО АНК «Башнефть», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождения.

Для ИК, в состав которых не входит УСПД, сличение показаний часов счетчиков и сервера БД, расположенного в ЦСОИ НГДУ, производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется независимо от наличия расхождения, но не чаще 1 раза в сутки

Для ИК, в состав которых входит УСПД без подключенного к нему УСВ-2, сличение показаний часов УСПД и сервера БД, расположенного в ЦСОИ НГДУ, происходит каждый сеанс связи, коррекция часов УСПД производится независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет $\pm 1,5$ с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками.

Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК, в состав которых входит УСПД с подключенным к нему УСВ-2, сличение показаний часов УСПД и УСВ-2, происходит каждый сеанс связи, коррекция часов УСПД производится независимо от наличия расхождения. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет $\pm 1,5$ с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при наличии расхождения более ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, УСПД, сервера БД отражаются в журналах событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchroNSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132fd79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c836f557f885b737261328cd77805bd1ba748e73a9283d1e66494521f63d00b0d9fc391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca091ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
НГДУ Арланнефть						
1	ЗРУ-6 кВ «Кирпичный завод» от опоры № 4 ф. № 11 ПС «Арлан» 110/35/6 кВ	ТЛК10-5 300/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
2	ЗРУ-6 кВ «Кирпичный завод» от опоры № 4 ф. № 19 ПС «Можары» 110/35/6 кВ	ТЛК10-5 300/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
3	ПС «Буй» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 6, ф. 6	АВК 10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
4	ПС «Буй» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 14, ф. 14	АВК 10 300/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
5	ПС «СУН-7» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10b 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
6	ПС «СУН-7» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10b 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
7	ПС «СУН-7» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
8	ПС «СУН-7» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
9	ПС «Хмелевка» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
10	ПС «Хмелевка» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
11	ПС «Хмелевка» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
12	ПС «Хмелевка» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТК-20 50/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
13	ПС «Чангакуль» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
14	ПС «Чангакуль» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	ТОЛ 10 600/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛ-06 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
15	ПС «Чангакуль» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТК-20 50/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
16	ПС «Чангакуль» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 50/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
17	ПС «Восточная» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТЛМ-10 800/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
18	ПС «Восточная» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП-0,66 50/5 Кл. т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
19	ПС «БКНС-5» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10b 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
20	ПС «БКНС-5» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
21	ПС «КНС-15» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, СШ-6 кВ, яч. № 6	ТПЛ-10 75/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
22	РВНО-2В1608 6 кВ отпайки на опоре № 59 ВЛ-6 кВ ф. № 8 ПС «Редькино» 110/35/6 кВ	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5	НТМИ 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
23	ПС «КНС-26» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 8	ТПЛМ-10 ТПЛ-10с 75/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
24	РВНО-8 6 кВ отпайки на опоре № 51 ВЛ-6 кВ ф. № 20 ПС «Ташкиново» 110/6 кВ	ТЛК-10 75/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП-6 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
25	ПС «Совхозная» 35/10 кВ, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Кубиязы-Бияваш 2ц.	ТФЗМ-35Б-1У1 300/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
НГДУ Ишимбайнефть						
26	ПС «Мияки-Тамак» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
27	ПС «Мияки-Тамак» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	ПС «Мияки-Тамак» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 М У3 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
29	ПС «Мияки-Тамак» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТЭ-30 150/5 Кл. т. 0,5S	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
30	ПС «Чураево» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10б 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
31	ПС «Чураево» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10б 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
32	ПС «Чураево» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 М У3 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
33	ПС «Чураево» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	Т-0,66 М У3 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
34	КРУ-10 кВ Реклоузер отпайки на опоре № 94 ВЛ-10 кВ ф. № 14 ПС «Ермекеево» 110/35/10 кВ	ТОЛ-10-1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОЛП 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
35	ПС «Уязы-Тамак» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 4, ф. 37-03	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
36	ПС «Уязы-Тамак» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 3, ф. 37-08	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
37	ПС «Булат» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	АВК 10 600/5 Кл. т. 0,5	VSK I 10б 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
38	ПС «Булат» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
39	ПС «Карагай» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТЛК10-6 800/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
40	ПС «Карагай» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	ТЛК10-6 800/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
41	ПС «Карагай» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
42	ПС «Карагай» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
43	ПС «Михайловка» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	IMZ 600/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
44	ПС «Михайловка» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН	ТОП-0,66 150/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
НГДУ Чекмагушнефть						
45	ПС «Илишево» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 1 СШ, яч. № 5, ф. 5	АВК 10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
46	ПС «Илишево» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 15, ф. 15	АВК 10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
47	ПС «Илишево» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 16, ф. 16	АВК 10 100/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
48	ПС «Илишево» 35/6 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ, яч. № 18, ф. 18	АВК 10 100/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
49	ПС «Аккузев» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЕ 304 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
50	ПС «Аккузев» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	СЕ 304 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
51	КТП 10/0,4 кВ № 0308, Ввод 0,4 кВ Т1, фидер 234 от ПС «Байталы»	ТШП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 Кл. т. 0,5S/1,0	-	активная реактивная
НГДУ Уфанефть						
52	ПС «Башнефть» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т1	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная
53	ПС «Башнефть» 35/6 кВ Ввод 6 кВ Т2	ТОЛ-СЭЩ-10 800/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная
54	ПС «Башнефть» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
55	ПС «Башнефть» 35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 200/5 Кл. т. 0,5	-	ПСЧ-4ТМ.05М.05 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С50	активная реактивная
56	ПС «Башнефть» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 4, ф. 4	ТЛК10-6 50/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная
57	ПС «Башнефть» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 5, ф. 5	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
58	ПС «Башнефть» 35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 10, ф. 10	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С50	активная реактивная
59	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СШ, ф. № 1	ТФЗМ 35А-ХЛ1 400/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
60	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СШ ф. № 2	ТФЗМ 35А-ХЛ1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
61	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СШ ф. № 3	GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
62	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СШ ф. № 4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
63	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СШ ф. № 5	ТФЗМ 35А-ХЛ1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5	СИКОН С70	активная реактивная
64	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СШ ф. № 6	ТФЗМ 35А-ХЛ1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
65	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СШ ф. № 7	GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
66	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СШ ф. № 8	ТФЗМ 35А-ХЛ1 200/5 Кл. т. 0,5	ЗНОМ-35-65 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	ЕА05RL Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
67	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
68	ПС «Кошильская» 110/35/6 кВ Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТШП-0,66 300/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	активная реактивная
69	ПС «ДНС-2» Магма 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 18	АВК 10 150/5 Кл. т. 0,5	UMZ 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	-	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1-6; 9; 10; 13; 14; 17; 19; 21-27; 30; 31; 34; 37; 39; 40; 43; 64 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
7; 8; 11; 12; 15; 16; 18; 20; 28; 32; 33; 38; 41; 42; 44; 51; 54; 55 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
29; 67; 68 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
35; 36; 45 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	1,9	3,0	5,5
46-49 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,1	1,9	0,9	1,3	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,5	2,7	1,1	1,7	2,8
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,9	5,4
50 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6
52; 53; 56-59; 62; 69 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,1	1,5	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
60; 63; 66 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
61; 65 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,5	1,6	2,0	2,3
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,7	1,6	2,1	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	0,9	1,4	1,9	1,6	2,3	2,6
	$0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,7	2,5	2,3	2,5	3,0

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1-6; 17; 9; 10; 13; 14; 19; 21-27; 30; 31; 34; 37; 39; 40; 43 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,7	5,6	4,4
7; 8; 11; 12; 15; 16; 18; 20; 28; 32; 33; 38; 41; 42; 44; 51; 54; 55 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,6	5,5	4,3
29; 67; 68 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,5	2,9	5,7	4,5
35; 36; 45 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,6	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	3,0	2,3
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,5	4,7	3,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,4	2,7	4,8	3,2
46-49 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,1	2,4	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3	1,4	2,9	2,2
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,5	4,6	3,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,3	2,6	4,7	3,1
50 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,6	5,5	4,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,5	2,9	5,7	4,5
52; 53; 56-59; 62; 69 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,6	2,8
60; 66 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,7	5,6	4,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,6	3,0	5,8	4,5
61; 65 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,8	3,7
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	1,4	3,8	3,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	2,1	1,9	4,0	3,9
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,5	2,1	4,2	4,0

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6
63 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	1,8	1,2	2,0	1,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,1 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	4,4	2,5	4,5	2,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,1 I_{Н1}$	4,4	2,6	4,6	2,8
64 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	2,1	1,5	2,7	2,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,8	3,2	2,5
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	4,7	2,9	5,5	3,8

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. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 1$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ <p>- коэффициент мощности $\cos \varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>1х до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С <p>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +55</p> <p>от -10 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - СЭТ-4ТМ.03М (Per. № 36697-08) - СЭТ-4ТМ.03М (Per. № 36697-12) - ПСЧ-4ТМ.05М - ПСЧ-4ТМ.05МК - СЕ 304 - СЭТ-4ТМ.03 	<p>140000</p> <p>165000</p> <p>140000</p> <p>165000</p> <p>120000</p> <p>90000</p>

Окончание таблицы 5

1	2
<ul style="list-style-type: none"> - EA05 - СЭТ-4ТМ.02 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: <ul style="list-style-type: none"> СИКОН С70 <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч СИКОН С50 <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ: <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<ul style="list-style-type: none"> 80000 90000 2 70000 1 70000 2 100000 2 35000 2
<ul style="list-style-type: none"> Глубина хранения информации Электросчетчики: <ul style="list-style-type: none"> СЭТ-4ТМ.03М; ПСЧ-4ТМ.05М; ПСЧ-4ТМ.05МК; СЭТ-4ТМ.03; СЭТ-4ТМ.02 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее СЕ 304 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее EA05 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - График средних мощностей за интервал 30 мин, суток Сервер: <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<ul style="list-style-type: none"> 113 10 330 10 169 5 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- журнал ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» III очередь типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТЛК10-5,6	9143-01	10
Трансформаторы тока	АВК 10	47171-11	30
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	15174-06	12
Трансформаторы тока	ТК-20	1407-60	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	16

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	7069-79	4
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	47959-11	18
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-69	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	1
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-10	1
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-83	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 М У3	36382-07	9
Трансформаторы тока	ТТЭ-30	32501-08	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	15173-06	12
Трансформаторы тока	IMZ	16048-97	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	1856-63	2
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	47957-11	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	32139-06	10
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-ХЛ1	26418-08	12
Трансформаторы тока	GIF 40,5	30368-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	3344-72	18
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	16687-07	9
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-97	1
Трансформаторы напряжения	VSK I 10b	47172-11	18
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ	831-53	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	46738-11	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-07	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	8
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	1
Трансформаторы напряжения	UMZ	16047-97	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	29
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные	СЕ 304	31424-07	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа (ЕА)	16666-07	4
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока, статические, многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	1

Окончание таблицы 6

1	2	3	4
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С70	28822-05	6
Контроллеры сетевые индустриальные	СИКОН С50	28523-05	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	10
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65743-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» III очередь. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» в ноябре 2016 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08) – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;
- счетчиков СЕ 304 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 304. Методика поверки» ИНЕС.411152.064 Д1, утвержденному ФГУП ВНИИМС в 2006 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124.РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков ЕвроАльфа (ЕА) – по документу «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02.

Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;

- СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;

- СИКОН С70 – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;

- УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Пер. № 46656-11);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;

- Измеритель акустический многофункциональный ЭКОФИЗИКА: диапазон измерений магнитной индукции от 0,005 до 5 мТл.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» III очередь (АИИС КУЭ ПАО АНК «Башнефть» III очередь), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» III очередь

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, Россия, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1

Телефон/факс: (347) 261-61-61/261-62-62

E-mail: info_bn@bashneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Стройэнергетика»
(ООО «Стройэнергетика»)
ИНН: 7716809275
Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1
Телефон/факс: (495) 410-28-81
E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба
Тел.: (391) 224-85-62
E-mail: E.E.Servis@mail.com
Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2016 г.