

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Стенды балансировочные	В	С	86306-22	В-500 (220) сер. № QB21A0137; В-850 (380) сер. № QB2135099	SHANGHAI BALANCE AUTOMOTIVE EQUIPMENT CO., LTD, Китай	SHANGHAI BALANCE AUTOMOTIVE EQUIPMENT CO., LTD, Китай	ОС	МП-427/01-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Атланта" (ООО "Атланта"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", г. Москва	24.01.2022
2.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1) на факел высокого давления Северо-Даниловского месторождения АО "ВЧНГ"	Обозначение отсутствует	Е	86307-22	21001	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Акционерное общество "Верхнеконскийнефтегаз" (АО "ВЧНГ"), г. Иркутск	ОС	НА.ГНМЦ 0675-22 МП	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	04.04.2022

3.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО "ВЧНГ"	Обозначение отсутствует	Е	86308-22	21003	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	Акционерное общество "Верхнеочонскнефтегаз" (АО "ВЧНГ"), г. Иркутск	ОС	НА.ГНМЦ 0676-22 МП	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Метрология и Автоматизация" (ООО "Метрология и Автоматизация"), г. Самара	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	04.04.2022
4.	Расходомеры-счетчики вихревые	"ЭМИС-ВИХРЬ 200"	С	86309-22	ЭВ200 - зав. №№20010001, 20010002, 20010003, 20010004, 20010009, 20010010, 20010011; ЭВ200 ВВ - зав. №№ 20010006, 20010007; ЭВ200 ППД - зав. № 20010005; ЭВ200 СКВ - зав. № 20010008; ЭВ205 - зав. №20510001	Закрытое акционерное общество "Электронные и механические измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС"), г. Челябинск	Закрытое акционерное общество "Электронные и механические измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС"), г. Челябинск	ОС	МП 208-008-2022	5 лет	Закрытое акционерное общество "Электронные и механические измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС"), г. Челябинск	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	30.05.2022
5.	Резервуары стальные вертикальные цилиндрические	РВС-10000	Е	86310-22	3, 4	СУ-14 Трест "Тюменьнефтегазмонтаж", г. Тюмень	СУ-14 Трест "Тюменьнефтегазмонтаж", г. Тюмень	ОС	ГОСТ 8.570-2000	5 лет	Акционерное общество "Самолторнефтегаз" (АО "Самолторнефтегаз"), ХМАО-Югра, г. Нижневартовск	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	06.05.2022
6.	Резервуары	РВС-	Е	86311-22	1, 3	СУ-14 Трест	СУ-14 Трест	ОС	ГОСТ	5 лет	Акционерное	ООО ИК "СИ-	06.05.2022

	стальные вертикальные цилиндрические	20000				"Тюменьнефтегазмонтаж", г. Тюмень	"Тюменьнефтегазмонтаж", г. Тюмень		8.570-2000		общество "Самолторнефтегаз" (АО "Самолторнефтегаз"), ХМАО-Югра	БИНТЕК", г. Москва	
7.	Колонки газораздаточные компримированного природного газа	МГПЗ-200	С	86312-22	0001	Акционерное общество "Московский газоперерабатывающий завод" (АО "МГПЗ"), Московская область, г. Видное, п. Развилка	Акционерное общество "Московский газоперерабатывающий завод" (АО "МГПЗ"), Московская область, г. Видное, п. Развилка	ОС	МП 208-014-2022	1 год	Акционерное общество "Московский газоперерабатывающий завод" (АО "МГПЗ"), Московская область, г. Видное, п. Развилка	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	30.05.2022
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Южный полюс	Обозначение отсутствует	Е	86313-22	88	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс" (ООО "Энергоресурс"), г. Воронеж	ОС	МП 26.51/149/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль" (ООО "Электроконтроль"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	27.05.2022
9.	Счетчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные	МВС	С	86314-22	МВСХд-20 - зав. №201701073, МВСГд-32 - зав. №201701076, МВСХд-32 - зав. №201701071, МВСГд-40 - зав. №201701080, МВСХд-40 - зав. №	Общество с ограниченной ответственностью "Водомер" (ООО "Водомер"), г. Мытищи, Московская обл.	Общество с ограниченной ответственностью "Водомер" (ООО "Водомер"), г. Мытищи, Московская обл.	ОС	МП 208-021-2022	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Водомер" (ООО "Водомер"), г. Мытищи, Московская обл.	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	16.05.2022

					201701077, МВСГД-50 - зав. № 201701081, МВСХД-50 - зав. №201701083								
10.	Резервуары стальные горизон- тальные ци- линдриче- ские	РГС-5	Е	86315-22	1071, 1072	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мон- тажник-2" (ООО "Мон- тажник-2"), г. Пермь	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мон- тажник-2" (ООО "Мон- тажник-2"), г. Пермь	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "Мелстон Инжиниринг" (ООО "Мелстон Ин- жиниринг"), г. Санкт- Петербург	ФБУ "Омский ЦСМ", г. Омск	06.05.2022
11.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО "НЭСК" пя- тая очередь	Обозна- чение отсут- ствует	Е	86316-22	225	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	ОС	МП ЭПР- 493-2022	4 года	Акционерное общество "Не- зависимая энергосбыто- вая компания Краснодарско- го края" (АО "НЭСК"), г. Краснодар	ООО "Энер- гоПромРе- сурс", Мос- ковская обл., г. Красногорск	29.04.2022
12.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) АО	Обозна- чение отсут- ствует	Е	86317-22	051	Акционерное общество "Ви- тимэнерго- сбыт" (АО "Витимэнерго- сбыт"), Иркутская обл., г. Бодайбо	Акционерное общество "Ви- тимэнерго- сбыт" (АО "Витимэнерго- сбыт"), Иркутская обл., г. Бодайбо	ОС	МП ЭПР- 494-2022	4 года	Акционерное общество "Ви- тимэнерго- сбыт" (АО "Витимэнерго- сбыт"), Иркутская обл., г. Бодайбо	ООО "Энер- гоПромРе- сурс", Московская обл., г. Красногорск	06.05.2022

	"Витимэнергосбыт" 3-я очередь												
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО "Алейскэнергопродукт" им. С.Н. Старовойтова	Обозначение отсутствует	Е	86318-22	28	Акционерным обществом "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	Закрытое акционерное общество "Алейскэнергопродукт" им. С.Н. Старовойтова (ЗАО "Алейскэнергопродукт" им. С.Н. Старовойтова), Алтайский край, г. Алейск	ОС	МП 14-072-2022	4 года	Акционерным обществом "Сибэнергоконтроль" (АО "Сибэнергоконтроль"), г. Кемерово	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", г. Кемерово	14.06.2022
14.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Яснополянская	Обозначение отсутствует	Е	86319-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерВита" (ООО "ЭнерВита"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 054-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ЭнерВита" (ООО "ЭнерВита"), г. Москва	ООО "Спецэнергопроект", г. Москва	27.06.2022
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	86320-22	34	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания"	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания"	ОС	МП 26.51/162/22	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Симбирская энергосбытовая компания" (ООО	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	24.06.2022

	ческого учета электрической энергии ООО "Симбирская энергосбытовая компания" №34					(ООО "СЭСК"), г. Ульяновск	(ООО "СЭСК"), г. Ульяновск				"СЭСК"), г. Ульяновск		
16.	Расходомеры-счетчики электромагнитные	ВЗЛЕТ ТЭР	С	86321-22	исп. ТЭР-ПР - зав. №№1900809, 2000238; исп. ТЭР-0Ф - зав. №№1900111, 2000402; исп. ТЭР-ИФ - зав. №1900221; исп. ТЭР-АФ - зав. №№1900247, 2000449; исп. ТЭР-ВДС - зав. №1900245; исп. ТЭР-ОФ - зав. №№2000451, 2000453	Общество с ограниченной ответственностью "Завод Взлет" (ООО "Завод Взлет"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Взлет" (АО "Взлет"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП 1401-1-2022	5 лет	Акционерное общество "Взлет" (АО "Взлет"), г. Санкт-Петербург	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Казань	25.05.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86306-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Стенды балансировочные В

Назначение средства измерений

Стенды балансировочные В (далее - стенды) предназначены для измерений неуравновешенной массы дисбаланса и угла установки корректирующей массы в одной или двух плоскостях коррекции колес автотранспортных средств.

Описание средства измерений

Принцип действия стендов основан на вычислении значения неуравновешенной массы дисбаланса и значения углового положения установки корректирующей массы из значения сил, которые действуют на опору вала ротора стендов при вращении колеса, установленного на валу. Значения этих сил измеряются с помощью пьезоэлектрических датчиков, установленных в специальной опоре вала ротора. Датчики измеряют амплитуду и фазу колебаний вала, которые пропорциональны неуравновешенным массам, действующим на опору вала при возникающем дисбалансе. Произведение массы остаточного дисбаланса на расстояние равно значению эксцентриситета этой массы и определяет значение возникающего дисбаланса. Дисбаланс колеса устраняют с помощью корректирующих масс, которые устанавливают в двух плоскостях коррекции (динамическая балансировка) или в одной плоскости (статическая балансировка). Измерение углового положения размещения корректирующих масс на диске колеса производится с помощью оптико-электрических датчиков, которые также устанавливаются на вал ротора. Обработка сигналов от всех датчиков проводится в блоке обработки.

Стенды конструктивно состоят из основных частей: станины, в которой размещены балансировочный блок (вал с зажимными приспособлениями, система измерительных датчиков и электропривод с тормозной системой); электронный блок обработки с устройством отображения измеряемой информации. К станине крепится откидывающийся защитный кожух, выполняющий функции элемента безопасности и автомата выключения электродвигателя. Перед началом процесса балансировки колесо закрепляется на валу стенда с помощью фланца и прижимной гайки. Центрирование колеса относительно вала производится путем его посадки на центральное отверстие диска через переходные конусы различного диаметра, либо через специальные планшайбы. Планшайба центрируется и жестко крепится на валу ротора. Колесо на планшайбе крепится по штатным отверстиям диска, предназначенным для крепления колеса на ступице тормозного диска автомобиля. Прижимная гайка имеет ручной привод для крепления колеса на валу шпинделя.

Остановка вращения колеса после завершения измерительного цикла проводится автоматически, с помощью электромагнитного тормозного приспособления.

Временной момент срабатывания тормозного приспособления задается датчиками измерения углового положения корректирующих масс.

Стенды выпускаются в двадцати пяти модификациях под товарным знаком «ARMADA»: В-34 (220), В-34 (380), В-55 (220), В-55 (380); товарным знаком «AE&T»: В-500 (220), В-520 (220), В-550 (220), В-579BL (220), В-600А (220), В-820 (220), В-823 (220), В-829 (220), В-885А (220), В-900А (220), В-500 (380), В-520 (380), В-550 (380), В-579BL (380), В-600А (380), В-820 (380), В-823 (380), В-829 (380), В-885А (380), В-900А (380), ВТ-850 (380), которые отличаются типом применяемого устройства вывода и отображения информации, диапазонами измерений, а также рядом других технических характеристик.

Общий вид стендов представлен на рисунках 1 - 13.

Товарные знаки наносятся на титульные листы руководств по эксплуатации типографским способом, а также на корпуса стендов и идентификационные таблички методом печати.

Наименование модели, серийный номер и ряд другой информации указывается на идентификационной табличке, расположенной на задней панели корпуса стендов. Серийный номер представляет из себя буквенно-цифровое обозначение, состоящее из букв латинского алфавита и арабских цифр. Пример типовой идентификационной таблички с указанием мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера приведён на рисунке 14.

Для исключения возможности непреднамеренных и/или преднамеренных изменений информации, производится пломбирование хомутом, пропущенным через специальные отверстия на корпусе стенда, как показано на рисунке 15.



Рисунок 1 – Общий вид модификаций
В-34 (220), В-34 (380)



Рисунок 2 – Общий вид модификаций
В-55 (220), В-55 (380)



Рисунок 3 – Общий вид модификаций
В-500 (220), В-500 (380)



Рисунок 4 – Общий вид модификаций
В-520 (220), В-520 (380)



Рисунок 5 – Общий вид модификаций
B-550 (220), B-550 (380)



Рисунок 6 – Общий вид модификаций
B-579BL (220), B-579BL (380)



Рисунок 7– Общий вид модификаций
B-600A (220), B-600A (380)



Рисунок 8 – Общий вид модификаций
B-820 (220), B-820 (380)



Рисунок 9 – Общий вид модификаций
B-823 (220), B-823 (380)



Рисунок 10 – Общий вид модификаций
B-829 (220), B-829 (380)



Рисунок 11 – Общий вид модификаций
B-885A (220), B-885A (380)



Рисунок 12 – Общий вид модификаций
B-900A (220), B-900A (380)



Рисунок 13 – Общий вид модификации BT-850 (380)



Риснок 14 – Пример типовой
идентификационной таблички с указанием мест
нанесения знака утверждения типа и
серийного номера

- Место нанесения
пломбы в виде
хомута
- Место нанесения
знака утверждения
типа
- Место нанесения
серийного номера



Рисунок 15 - Место пломбирования

Знак поверки рекомендуется наносить на свидетельство о поверке в соответствии с действующим законодательством.

Программное обеспечение

Стенды имеют встроенное программное обеспечение (далее – ВПО), которое устанавливается в энергонезависимую память стендов при их производстве. Изменение ВПО не предусмотрено.

Уровень защиты ВПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Конструкция стендов исключает возможность несанкционированного влияния на ВПО и измерительную информацию – у стендов отсутствуют интерфейсы связи.

Идентификационные данные ВПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ВПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже для модификаций:	
В-34 (220), В-500 (220), В-34 (380), В-500 (380)	800.0
В-520 (220), В-820 (220), В-520 (380), В-820 (380)	820.0
В-579BL (220), В-600А (220), В-823 (220), В-579BL (380), В-600А (380), В-823 (380)	823.0
В-55 (220), В-550 (220), В-829 (220), В-55 (380), В-550 (380), В-829 (380)	828.0
В-885А (220), В-885А (380)	885.0
В-900А (220), В-900А (380)	579.0
ВТ-850 (380)	850.0
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	В-34 (220), В-55 (220), В-500 (220), В-520 (220), В-550 (220), В-579BL (220), В-600А (220), В-820 (220), В-823 (220), В-829 (220), В-885А (220), В-900А (220), В-34 (380), В-55 (380), В-500 (380), В-520 (380), В-550 (380), В-579BL (380), В-600А (380), В-820 (380), В-823 (380), В-829 (380), В-885А (380), В-900А (380)	ВТ-850 (380)
Диапазоны измерений неуравновешенной массы дисбаланса, г:		
- для колес легковых автотранспортных средств и мотоциклов;	от 0 до 250	-
- для колес грузовых автотранспортных средств	-	от 0 до 999

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения неуравновешенной массы дисбаланса, г: - для колес легковых автотранспортных средств и мотоциклов: - от 0 до 100 г включ., - св. 100 до 250 г - для колес грузовых автотранспортных средств: - от 0 до 100 г включ., - св. 100 до 999 г	± 2 ± 4 - -	- - ± 4 ± 10
Диапазон измерений угла установки корректирующей массы, °	от 0 до 360	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла установки корректирующей массы, °	± 3	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	B-34 (220), B-55 (220), B-500 (220), B-34 (380), B-55 (380), B-500 (380)	B-520 (220) B-550 (220), B-579BL (220), B-600A (220), B-820 (220), B-823 (220), B-829 (220), B-885A (220), B-900A (220), B-520 (380), B-550 (380), B-579BL (380), B-600A (380), B-820 (380), B-823 (380), B-829 (380), B-885A (380), B-900A (380)	BT-850 (380)
Диаметр обода балансируемого колеса, мм	от 256 до 610		от 252 до 765
Ширина обода балансируемого колеса, мм	от 40 до 510		
Максимальная масса балансируемого колеса автотранспортных средств, кг	65		150
Габаритные размеры (Ш×Г×В), не более, мм	960×760 ×1160	960×760×1250	1250×980 ×1280
Масса стенда, не более, кг	105	105	250
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33}/380^{+38}_{-57}$ 50 ± 1		380^{+38}_{-57} 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - влажность, не более, %	от +15 до +35 85		

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на идентификационную табличку, расположенную на корпусе стенда методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Стенд балансировочный В в комплекте ¹⁾	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
¹⁾ - модификации в зависимости от заказа потребителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 7 «Введение параметров диска и процесс балансировки колеса», 8 «Оптимизация дисбаланса» документов:

«Стенд балансировочный В-500 (220), В-500 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-34 (220), В-34 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-579BL (220) В-579BL (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный ВТ-850 (380) Руководство по эксплуатации»;

в разделах 9 «Процесс балансировки колеса», 10 «Оптимизация дисбаланса» документов

«Стенд балансировочный В-820 (220), В-820 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-823 (220), В-823 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-829 (220), В-829 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-885А (220), В-885А (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-55 (220) В-55 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-550 (220); В-550 (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-900А (220), В-900А (380) Руководство по эксплуатации»;
«Стенд балансировочный В-600А (220), В-600А (380) Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация SHANGHAI BALANCE AUTOMOTIVE EQUIPMENT CO., LTD, Китай.

Правообладатель

SHANGHAI BALANCE AUTOMOTIVE EQUIPMENT CO., LTD, Китай
Адрес: Block A, No. 885, Yutang Road, Anting Town, Jiading, Шанхай, China.
Тел./факс: 021-39509800 / 021-39508085
E-mail:balancer@balancer-sh.com

Изготовители

SHANGHAI BALANCE AUTOMOTIVE EQUIPMENT CO., LTD, Китай
Адрес: Block A, No. 885, Yutang Road, Anting Town, Jiading, Шанхай, China.
Тел./факс: 021-39509800 / 021-39508085
E-mail:balancer@balancer-sh.com

Испытательный центр

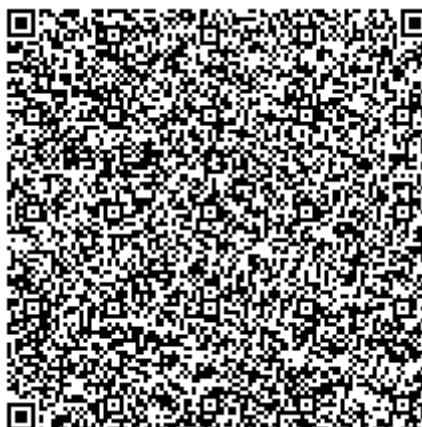
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, проспект Вернадского, дом 41, строение 1, этаж 4, помещение
I, комната 28

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц №RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86307-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1) на факел высокого давления Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1) на факел высокого давления Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированного измерения количества и параметров свободного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (ИЛ) и системы сбора и обработки информации (СОИ).

На ИЛ установлены следующие основные средства измерений (СИ):

- расходомер ультразвуковой УЗР-868-ГФ(Х) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 64896-16);
- датчик давления Метран-150, мод. 150ТАR (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32854-13);
- преобразователь температуры Метран-280, мод. Метран-286 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 23410-13).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: вычислитель УВП-280 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53503-13), автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и барьеры энергетические искрозащиты КОРУНД-М5 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 57154-14). Вычислитель УВП-280 осуществляет обработку сигналов с первичных преобразователей СИ, вычисление физико-химических показателей газа (плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости) в соответствии с ГСССД МР 113-2003 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа», расчет объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, передачу информации на верхний уровень СОИ. АРМ оператора предназначено для сбора данных, визуализации и архивирования измерительной и технологической информации, аварийных событий.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к трубопроводу СИКГ, методом шелкографии. Нанесение знака поверки на СИКГ не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ.

Общий вид СИКГ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКГ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится вычислитель УВП-280 (далее – вычислитель). Вычислитель выполняет функции вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, передачи информации на верхний уровень. ПО вычислителя является метрологически значимым. Примененные специальные средства защиты ПО вычислителя в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

К ПО верхнего уровня относится АРМ оператора (метрологически незначимая часть ПО СИКГ).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО вычислителя УВП-280 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	свободный нефтяной газ (СНГ)
Диапазон измерений расхода СНГ в стандартных условиях, м ³ /ч	от 48,18 до 28703,20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон температуры газа, °С	от 0 до 50
Рабочий диапазон давления СНГ, МПа (изб.)	от 0,005 до 0,1
Условный диаметр измерительной линии, мм	300
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 50
Габаритные размеры СИКГ, мм, не более: - высота - ширина - длина	2260 2000 10500
Масса, кг, не более	905
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +36 95 от 80 до 110
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Режим работы СИКГ	непрерывный

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-1) на факел высокого давления Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» с заводским номером 21001	—	1 шт.
Паспорт	211/20/1-01-ПС1	1 экз.
Руководство по эксплуатации	211/20/1-01-РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного газа (СИКГ-1) на факел высокого давления (ФВД). Обустройство Северо-Даниловского месторождения. Объекты подготовки нефти и воды. Расширение до 2000 тысяч тонн. Северо-Даниловское месторождение. АО «ВЧНГ», свидетельство об аттестации № 98-RA.RU.311956-2021, номер в реестре ФР.1.29.2021.40310.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ Р 8.733-2011 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ»)
ИНН 3808079367

Адрес: 664007, Иркутская область, город Иркутск, проспект Большой Литейный, 3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская область, город Самара, улица Киевская, 5А

Тел./факс: 8 (846) 247-89-19

Испытательный центр

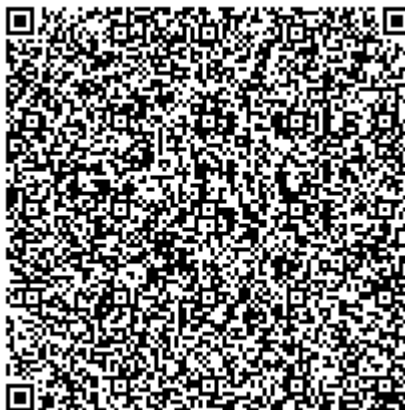
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, город Казань, улица Журналистов, 2а

Тел: 8 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86308-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированного измерения количества и параметров свободного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Конструктивно СИКГ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ), байпасной ИЛ и системы сбора и обработки информации (СОИ).

На рабочей ИЛ установлены следующие основные средства измерений (СИ):

- расходомер-счетчик газа ультразвуковой Turbo Flow UFG (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 56432-14);
- датчик давления Метран-150, мод. 150TAR (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 32854-13);
- преобразователь температуры Метран-280, мод. Метран-286 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 23410-13).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: вычислитель УВП-280 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 53503-13), автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора и барьеры энергетические искрозащиты КОРУНД-М5 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 57154-14). Вычислитель УВП-280 осуществляет обработку сигналов с первичных преобразователей СИ, вычисление физико-химических показателей газа (плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости) в соответствии с ГСССД МР 113-2003 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа», расчет объема свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, передачу информации на верхний уровень СОИ. АРМ оператора предназначено для сбора данных, визуализации и архивирования измерительной и технологической информации, аварийных событий.

Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку, прикрепленную к трубопроводу СИКГ, методом шелкографии. Нанесение знака поверки на СИКГ не предусмотрено, знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ.

Общий вид СИКГ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКГ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится вычислитель УВП-280 (далее – вычислитель). Вычислитель выполняет функции вычисления объема газа, приведенного к стандартным условиям, передачи информации на верхний уровень. ПО вычислителя является метрологически значимым. Примененные специальные средства защиты ПО вычислителя в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

К ПО верхнего уровня относится АРМ оператора (метрологически незначимая часть ПО СИКГ).

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО вычислителя УВП-280 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	свободный нефтяной газ (СНГ)
Диапазон измерений расхода СНГ в стандартных условиях, м ³ /ч	от 159,8 до 8882,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочий диапазон температуры газа, °С	от 2 до 10
Рабочий диапазон давления СНГ, МПа (абс.)	от 0,4 до 1,2
Условный диаметр измерительной линии, мм	150
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220 50
Габаритные размеры СИКГ, мм, не более: - высота - ширина - длина	2190 1600 15480
Масса, кг, не более	4675
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -60 до +36 95 от 80 до 110
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	87600
Режим работы СИКГ	непрерывный

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям Северо-Даниловского месторождения АО «ВЧНГ» с заводским номером 21003	—	1 шт.
Паспорт	211/20/1-02-ПС1	1 экз.
Руководство по эксплуатации	211/20/1-02-РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров свободного газа (СИКГ-4) к внешним потребителям: ЭСН, котельная ВЖК, полигон ТКиПО. Обустройство Северо-Даниловского месторождения. Объекты подготовки нефти и воды. Расширение до 2000 тысяч тонн. Северо-Даниловское месторождение АО «ВЧНГ», свидетельство об аттестации № 99-RA.RU.311956-2021, номер в реестре ФР.1.29.2021.40311.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ Р 8.733-2011 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Верхнечонскнефтегаз» (АО «ВЧНГ»)

ИНН 3808079367

Адрес: 664007, Иркутская область, город Иркутск, проспект Большой Литейный, 3

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская область, город Самара, улица Киевская, 5А

Тел./факс: 8 (846) 247-89-19

Испытательный центр

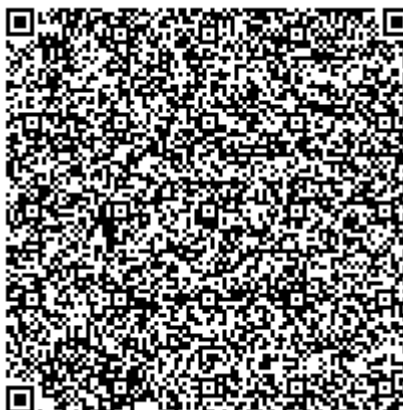
Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, город Казань, улица Журналистов, 2а

Тел: 8 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

Аттестат аккредитации АО «Нефтеавтоматика» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86309-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200"

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200" (далее расходомеры) предназначены для измерений объема (массы) и объемного (массового) расхода жидкостей, газов, насыщенного и перегретого пара, а также объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении частоты колебаний, возникающих в потоке в процессе вихреобразования. В результате воздействия потока измеряемой среды на тело обтекания, на его боковых гранях возникают чередующиеся вихри с областью пониженного давления, в центре каждого завихрения. Частота отрыва вихрей фиксируется датчиком и преобразуется в электрический сигнал, который далее обрабатывается электронным преобразователем. Частота образования вихрей пропорциональна объемному расходу измеряемой среды.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя и электронного блока.

Первичный преобразователь представляет собой корпус с фланцами или без для присоединения к трубопроводу, в котором установлено тело обтекания. За телом обтекания расположен чувствительный элемент (сенсор). Сенсор представляет собой устройство, воспринимающее воздействие вихрей, поочередно образующихся с двух сторон после тела обтекания при прохождении измеряемой среды через корпус первичного преобразователя, и преобразующее частоту образования вихрей в электрический сигнал.

Электронный блок обеспечивает прием и обработку сигнала от первичного преобразователя и в зависимости от конфигурации формирует токовый, импульсный, частотный и цифровой выходные сигналы. Электронный блок может оснащаться встроенным индикатором и входами для подключения внешних или встроенных в корпус расходомера датчиков давления и температуры.

Расходомеры выпускаются в двух модификациях ЭВ-200 (первичный преобразователь в виде корпуса с фланцами или без) и ЭВ-205 (первичный преобразователь погружного типа для измерения локальной скорости потока).

Расходомеры модификации ЭВ-200 выпускаются в моделях:

- ЭВ-200 - базовая;
- ЭВ-200-ППД - для применения в системах поддержания пластового давления;
- ЭВ-200-СКВ - для применения в нефтяных и водонагревательных скважинах.

Расходомеры могут иметь следующие исполнения:

- по присоединению к трубопроводу - фланцевое "Ф" и типа "сэндвич" "С";
- по присоединению электронного блока - интегральное и дистанционное "Д";
- по конструктивному исполнению модели ЭВ-200-ППД – стандартное и конструктивное исполнение 2;
- по наличию индикатора - без индикатора, с индикатором;
- по типу взрывозащиты - общепромышленное (без взрывозащиты) и взрывозащищенное (искробезопасная электрическая цепь, взрывонепроницаемая оболочка, рудничное);
- по классам точности – исполнения "АА", "А0", "А", "Б" и "В" (в соответствии с таблицей 3).
- по метрологическим характеристикам токового выхода - исполнение "Ан" и исполнение "Ан1".
- по конструктивному исполнению:
 - базовое,
 - со встроенным термопреобразователем Pt100/100П,
 - со встроенным термопреобразователем Pt100/100П и внешним датчиком давления¹,
 - с внешним датчиком давления и (или) термопреобразователем Pt100/100П/50М.
- по версии электронного блока - базовая, расширенная и с вычислителем "ВВ".

Версия электронного блока с вычислителем имеет входы для подключения датчика давления с токовым выходным сигналом 4 - 20 мА и термопреобразователя сопротивления классов АА, А, и В по ГОСТ 6651-2009 и обеспечивает прием и обработку сигналов с этих датчиков, вычисление накопленного и мгновенного массового расхода воды и пара в соответствии с ГСССД МР 147-2008, накопленного и мгновенного объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939-63 по методам, изложенным в ГСССД 8-79, ГСССД МР 113-03, ГОСТ 30319 (2,3)-2015, ГОСТ Р 8.662-2009, ГОСТ Р 8.770-2011, ГСССД МР 134-2007. Для иных сред вычисление массового расхода (массы) среды, а также объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, выполняется при внесении в электронный блок данных о плотности среды и коэффициенте сжимаемости (для газов).

Общий вид расходомера-счетчика вихревого "ЭМИС-ВИХРЬ 200" модификаций ЭВ-200 приведен на рисунке 1, модификации ЭВ-200-ППД - на рисунке 2, модификации ЭВ-205 - на рисунке 3, модели ЭВ-200-СКВ - на рисунке 4, ЭВ-200 с установленными на корпусе расходомера датчиками давления и температуры – на рисунке 5.

¹ В качестве внешних датчиков могут применяться датчики абсолютного и избыточного давления, а также термопреобразователи Pt100/100П/50М, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Внешние датчики давления и (или) температуры могут быть смонтированы как на корпусе расходомера, так и на трубопроводе.

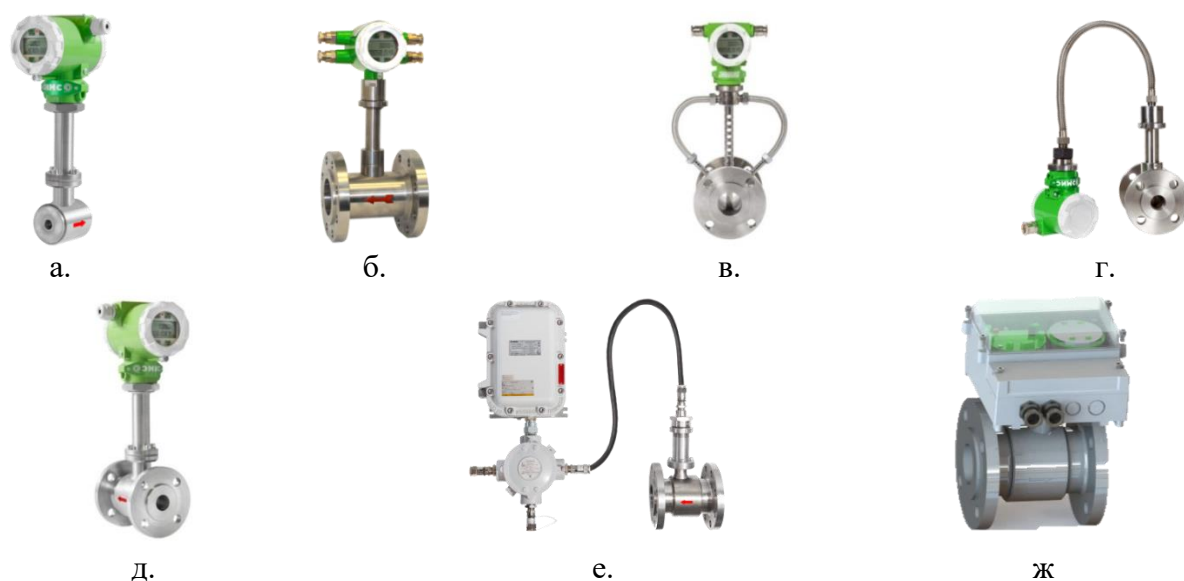


Рисунок 1 - Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модификации ЭВ-200 (а. исполнение сэндвич; б. фланцевое исполнение с электронным блоком с 4-мя кабельными вводами; в. высокотемпературное исполнение (для температуры измеряемой среды свыше 320 °С); г. дистанционное исполнение Д; д. фланцевое исполнение с электронным блоком с 2-мя кабельными вводами; е. рудничное исполнение; ж. исполнение с пластиковым корпусом электронного блока)



Рисунок 2 - Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модификации ЭВ-200-ППД (а. стандартное исполнение; б. конструктивное исполнение 2)



Рисунок 3 - Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модификации ЭВ-205 (а. интегральное исполнение; б. дистанционное исполнение)



Рисунок 4 - Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модели ЭВ-200-СКВ



а.



б.

Рисунок 5 – Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модификации ЭВ-200 с установленными на корпусе расходомера датчиками давления и/или температуры (а. исполнение с внешним датчиком давления и внешним термопреобразователем, смонтированными на корпус расходомера; б. исполнение с внешним датчиком давления и встроенным термопреобразователем)

Места нанесения защитных пломб представлены на рисунке 6. Наименование расходомеров, их заводские номера, основные технические характеристики указываются на маркировочных табличках, которые крепятся на корпусе электронного блока. Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 7.

Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования





Рисунок 6 - Места нанесения защитных пломб

		ЗАО «ЭМИС» РАСХОДОМЕР-СЧЕТЧИК ВИХРЕВОЙ «ЭМИС-ВИХРЬ 200»			
IP		Ду		мм	
Pmax		Qmin-Qmax		м ³ /ч	
Tmax	°C	Вых. сиг.			
Дата изг.		Зав. №			

Рисунок 7 - Пример маркировочной таблички

Программное обеспечение

Расходомеры имеют встроенное и внешнее программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений и вывода их на устройства индикации.

Внешнее программное обеспечение предназначено для настройки и поверки расходомеров и отображения информации на персональном компьютере.

Внешнее программное обеспечение ЭМИС-Интегратор защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа.

Встроенное программное обеспечение защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа и механическим пломбированием.

Защита внешнего программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню "средний" по Р 50.2.077-2014.

Защита встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню "высокий" по Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200" модификации ЭВ-205 и модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200, ЭВ-200-ППД	
Идентификационное наименование ПО	EV200
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5*
Цифровой идентификатор ПО	_**
Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200 " модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200-СКВ	
Идентификационное наименование ПО	EV200-SKV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1*
Цифровой идентификатор ПО	_**
ЭМИС-Интегратор	
Идентификационное наименование ПО	Integrator
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.17*
* номер версии программного обеспечения указывается в паспорте расходомера. ** цифровой идентификатор ПО встроенного программного обеспечения указывается в паспорте расходомера.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - ЭВ-200: - для жидкости - для газа и пара - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205: - для жидкости (для датчика расхода) - для газа и пара (для датчика расхода) - для жидкости (для трубопровода) - для газа и пара (для трубопровода)	от 0,3 до 2680 от 3,2 до 20000 от 0,15 до 540 от 0,3 до 250 от 1 до 28 от 11 до 210 от 8 до 98000 от 86 до 734300
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому исполнению "Ан1", δ , %	приведены в таблицах 3 и 4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода по токовому выходу для исполнения "Ан", δ_A , %	$\pm \left(\delta + 0,05 \cdot \frac{Q_{I\max}}{Q} \right)^{1)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала температуры измеряемой среды, для исполнения "ВВ", $\delta(t)$, %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерения погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения "ВВ" при температуре окружающего воздуха плюс 20 °С, $\gamma_B(P)$, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерения погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения "ВВ", вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от плюс 20 °С, γ_d , %	$\pm 0,1$ на каждые 10 °С
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения "ВВ", $\delta_B(P)$, %	$\frac{P_{\max} - P_0}{P_{\min}} \cdot \sqrt{\gamma_B^2 + \gamma_d^2}^{2)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала давления измеряемой среды, для исполнения "ВВ", $\delta(P)$, %	$\pm \sqrt{\delta_{II}(P)^2 + \delta_B(P)^2}^{3)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления плотности измеряемой среды для исполнения "ВВ", $\delta_B(\rho)$, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям; массового расхода (массы) газа, массового расхода (массы) перегретого пара для исполнения "ВВ", $\delta(V, M)$, %	$\pm \sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) насыщенного водяного пара для исполнения "BB", $\delta(V,M)$, %: - при измерении давления насыщенного пара - при измерении температуры насыщенного пара	$\pm \sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2};$ $\pm \sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}.$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) жидкости для исполнения "BB", $\delta(V,M)$, %	$\pm \sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}$
Примечания: 1) Q – текущее значение объемного расхода, м³/ч. $Q_{I\max}$ – значение объемного расхода, соответствующее 20 мА, м³/ч. 2) $P_{\max}$ – верхний установленный предел диапазона измерений датчика давления. P_0 – нижний установленный предел диапазона измерений датчика давления. $P_{\min}$ – нижний предел диапазона измерений измерительного канала давления преобразователя расхода. 3) $\delta_{\Pi}(P)$ – относительная погрешность внешнего измерительного преобразователя давления, %.	

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения "Ан1", δ , %

Модель или модификация расходомерасчетчика	Измеряемая среда	Пределы погрешности для классов точности АА, А0, А, Б, В, %***									
		$Q_{п}^{**} \leq Q \leq Q_{наиб}^{**}$					$Q_{наим}^{**} \leq Q < Q_{п}^{**}$				
		АА	А0	А	Б	В	АА	А0	А	Б	В
ЭВ-200	жидкость	-	±0,5	±0,5	±1,0	±1,5	-	±0,5	±1,0	±1,5	±2,5
	газ, пар	±0,7 (±0,5)*	±1,0	±1,0	±1,5	±2,0	±1,0	±1,0	±2,0	±2,5	±3,5
ЭВ-200-ППД	жидкость	-	-	±0,5	±1,0	±1,5	-	-	±1,0	±1,5	±2,5
ЭВ-200-СКВ	жидкость	-	-	-	±1,5	-	-	-	-	±5,0	-
ЭВ-205	жидкость	-	-	±0,5	±1,0	±1,5	-	-	±1,0	±1,5	±2,5
	газ, пар	-	-	±1,0	±1,5	±2,0	-	-	±2,0	±2,5	±3,5

* спец. исполнение;

** $Q_{наим}$ - значение наименьшего объемного расхода, м³/ч;
 $Q_{наиб}$ - значение наибольшего объемного расхода, м³/ч;
 $Q_{п}$ - значение переходного объемного расхода (определяется в соответствии с руководством по эксплуатации), м³/ч;

*** при имитационной поверке пределы допускаемой относительной погрешности $|\delta| + 0,2$, %.

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения "Ан1" для расходомеров модели ЭВ-200 и ЭВ-200-ППД конструктивного исполнения 2, δ , %

Измеряемая среда	Пределы допускаемой относительной погрешности, %**		
	$Q_1^* \leq Q \leq Q_{\text{наиб}}$	$Q_2^* < Q < Q_1^*$	$Q_{\text{наим}} \leq Q \leq Q_2^*$
жидкость	± 1	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$
* значения объемных расходов Q_1 и Q_2 определяются в соответствии с руководством по эксплуатации;			
** при имитационной поверке пределы допускаемой относительной погрешности $ \delta + 0,2$, %.			

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Типоразмер присоединяемого трубопровода, DN: - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от 15 до 300 от 50 до 150 от 15 до 100 от 100 до 2000
Диапазон температуры измеряемой среды, °C - ЭВ-200, - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от - 200 до + 450 * от 0 до + 100 от - 20 до + 100 * от - 40 до + 250 *
Давление измеряемой среды, МПа, не более - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 30 16; 20; 25; 30 50 2,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность окружающего воздуха при температуре плюс 35 °C, %, не более - атмосферное давление, кПа	от - 60 до + 70 95 (без конденсации влаги) от 84 до 106,7
Параметры электрического питания - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	10,4
Параметры выходных сигналов - импульсный, цена импульса, л/имп - частотный, частота сигнала, Гц - аналоговый постоянного тока, мА - цифровой выход, протокол - дискретный	от 0,0025 до 5000 от 0 до 1000 или от 0 до 10000 от 4 до 20 Modbus RTU, Modbus ASCII, Modbus TCP, HART, ProfiBus- PA, Манчестер-2 или Founda- tion FieldBus H1 типа "сухой контакт"
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - длина	приведены в руководстве по эксплуатации
Средний срок службы, лет	20

Наименование характеристики	Значение
Маркировка взрывозащиты**	- искробезопасная электрическая цепь уровня "ia", "ib"; - взрывонепроницаемая оболочка уровня "d"; - комбинированная взрывозащита; - рудничное исполнение.
* предельные значения температуры в зависимости от исполнения выбираются из ряда: минус 200; минус 60; минус 40; минус 20; 0; +70; +80; +85; +100; +135; +200; +250; +300; +320; +350; +450. ** значение маркировки взрывозащиты определяется в соответствии с действующим сертификатом ТР ТС 012 и указывается в паспорте.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку на корпусе электронного блока и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации расходомера методом фотолитографии или методом, принятым у изготовителя.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Расходомер-счетчик вихревой	"ЭМИС-ВИХРЬ 200"	1 шт.	В зависимости от заказа
Руководство по эксплуатации	ЭВ-200.000.100.000.00 РЭ	1 экз.	
Паспорт	ЭВ-200.000.100.000.00 ПС	1 экз.	
Датчик давления*	—*	1 шт.	по заказу
Датчик температуры*	—*	1 шт.	по заказу
Комплект монтажных частей	—	1 шт.	по заказу
* только для исполнения "ВВ". Характеристики датчиков в зависимости от заказа.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ЭВ-200.000.100.000.00 РЭ в разделе "Методика выполнения измерений".

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. №1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ТУ 26.51.52.094-14145564-2021 Расходомеры-счетчики вихревые "ЭМИС-ВИХРЬ 200 ". Технические условия.

Правообладатель

Закрытое акционерное общество "Электронные и механические измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС")

ИНН 7729428453

Адрес: 454091, г. Челябинск, пр. Ленина, 3, офис 308

Телефон: (351) 729-99-12, факс 729-99-13

E-mail: inform@emis-kip.ru, сайт: emis-kip.ru

Изготовитель

Закрытое акционерное общество "Электронные и механические измерительные системы" (ЗАО "ЭМИС")

ИНН 7729428453

Юридический адрес: 454091, г. Челябинск, пр. Ленина, 3, офис 308

Адрес осуществления деятельности: Российская Федерация, 456518, Челябинская область, Сосновский район, д. Казанцево, ул. Производственная, 7/1

Телефон: (351) 729-99-12, факс 729-99-13

E-mail: inform@emis-kip.ru, сайт: emis-kip.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение "Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы" (ФГБУ "ВНИИМС")

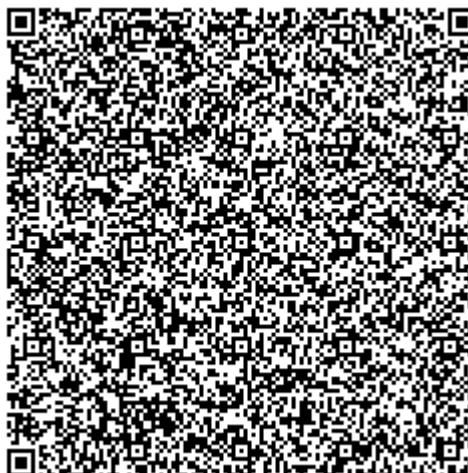
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-10000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-10000 с заводскими №№ 3, 4 расположены:

АО «Самотлорнефтегаз» ЦППН-4 КСП-16.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-10000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	10000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-10000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», номер в ФИФ ФР.1.29.2019.32713.

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», номер в ФИФ ФР.1.29.2019.32714.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

СУ-14 Трест «Тюменьнефтегазмонтаж»
Адрес: г. Тюмень

Изготовитель

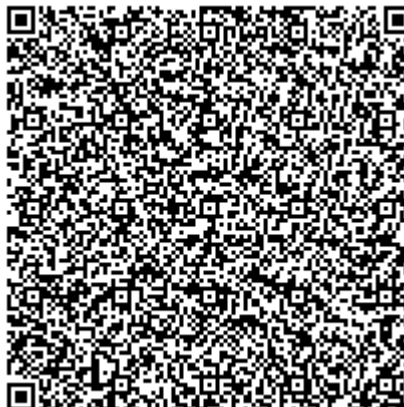
СУ-14 Трест «Тюменьнефтегазмонтаж» (изготовлены в 1980 г.)
Адрес: г. Тюмень

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№RA.RU.312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-20000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-20000 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема при приеме, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Резервуары представляют собой стальные сосуды с днищем и крышей, оборудованные приемо-раздаточными патрубками и технологическими люками. Заполнение и опорожнение резервуаров осуществляется через приемо-раздаточные патрубки.

Заводской номер резервуара нанесен аэрографическим способом на цилиндрическую стенку резервуара и типографским способом в паспорт.

Резервуары РВС-20000 с заводскими №№ 1, 3 расположены:

АО «Самотлорнефтегаз» ЦПСН-2.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РВС-20000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	20000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара, %	±0,10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет	20
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-20000	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», номер в ФИФ ФР.1.29.2019.32713.

«Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных стальных резервуарах», номер в ФИФ ФР.1.29.2019.32714.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ГОСТ 8.570-2000 «ГСИ. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

СУ-14 Трест «Тюменьнефтегазмонтаж»
Адрес: г. Тюмень

Изготовитель

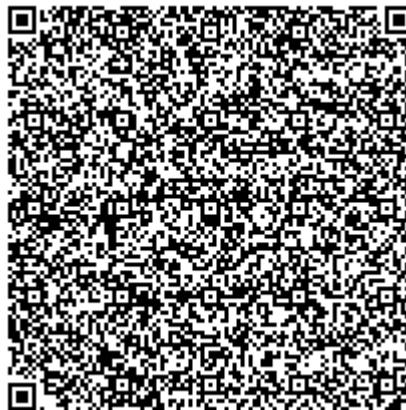
СУ-14 Трест «Тюменьнефтегазмонтаж» (изготовлены в 1975 г.)
Адрес: г. Тюмень

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Адрес: 117152, г. Москва, Загородное шоссе, д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86312-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки газораздаточные компримированного природного газа МГПЗ-200

Назначение средства измерений

Колонки газораздаточные компримированного природного газа МГПЗ-200 (далее – колонки) предназначены для измерений объёма и массы газа природного топливного компримированного для двигателей внутреннего сгорания при заправке автомобильных транспортных средств.

Описание средства измерений

Принцип работы колонок состоит в следующем: компримированный природный газ из компрессорной установки, либо блока аккумуляторов газа, либо передвижного автомобильного газового заправщика подаётся в расходомер массовый кориолисовый, из которого через раздаточный рукав с краном поступает в баллон транспортного средства.

Информация о массе газа, прошедшего через расходомер с цифровым выходом по интерфейсу связи RS485 и протоколом связи Modbus, поступает в электронный микропроцессорный блок управления колонкой. На цифровом табло колонки отображается масса или объём отпущенного топлива (приведённый к температуре 20 °С и давлению 0,1013 МПа), цена и стоимость и другая информация.

Установка показаний на цифровом табло массы или объёма отпущенного топлива и стоимости в положение нуля производится при нажатии кнопки ПУСК. Конструктивно колонки газораздаточные МГПЗ-200 могут отличаться количеством постов (один, два), количеством линий заправки (одна, две, три).

Основными элементами колонки являются:

а) в газовом блоке:

- запорная арматура;
- фильтры газовые;
- клапаны обратные;
- клапаны электромагнитные;
- редукторы;
- расходомеры-счётчики массовые TRICOR, Германия (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 63250-16) или счётчики-расходомеры массовые ЭЛИМЕТРО-Фломак, Россия (регистрационный номер 47266-16), или счётчики-расходомеры массовые Штрай-Масс, Россия (регистрационный номер 70629-18), или расходомеры-счётчики массовые OPTIGAS 4010 C, Великобритания (регистрационный номер 57811-14), или счётчики-расходомеры массовые Micro Motion CNG050 (регистрационный номер 45115-10, 45115-16);

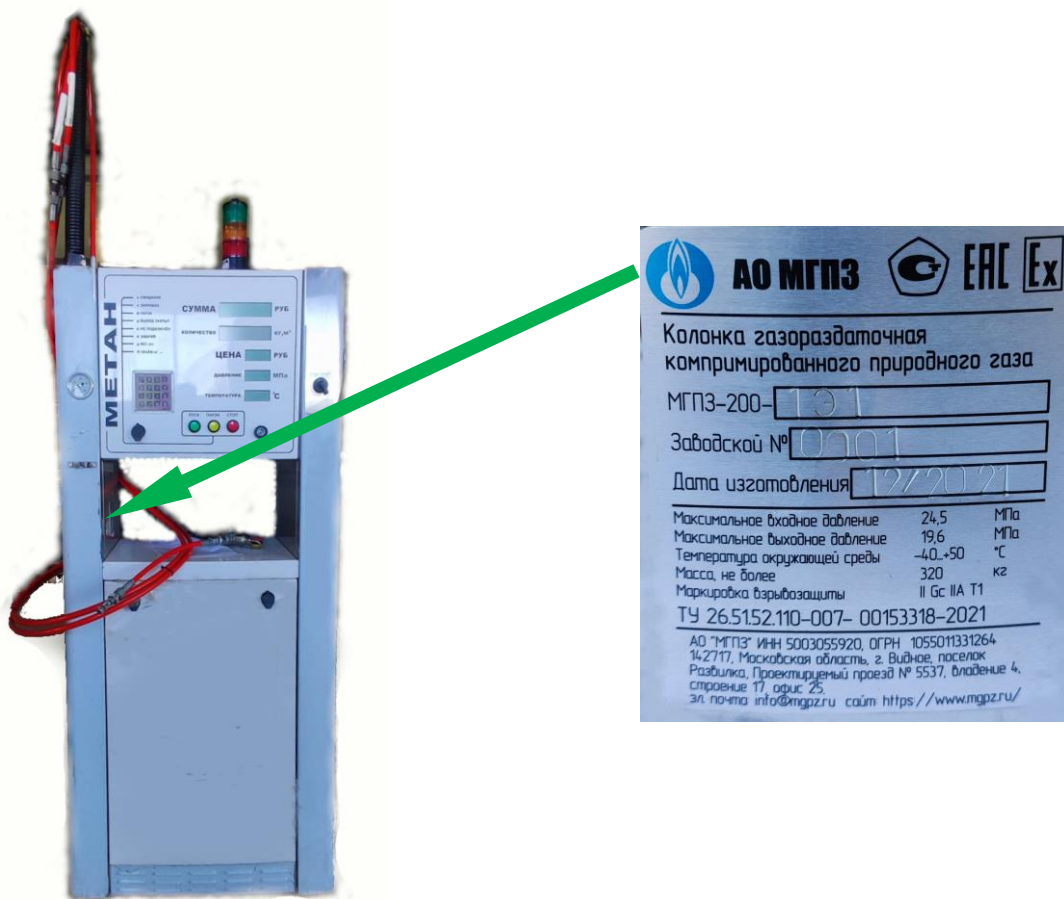
- прибор визуальной индикации;
- датчики давления.
- б) в блоке электроники:
 - модуль индикации;
 - электронный микропроцессорный блок управления колонкой;
 - барьер искробезопасности;
 - кнопки управления;
 - кнопка аварийного останова.

Снаружи корпуса колонки:

- шланги заправочные и сбросные;
- кран заправочный;
- штуцер заправочный;
- муфты разрывные.

Более подробный состав колонки указан в спецификации на конкретную модель.

Блок электроники может комплектоваться электронагревателем для устойчивой работы при отрицательных температурах окружающего воздуха.



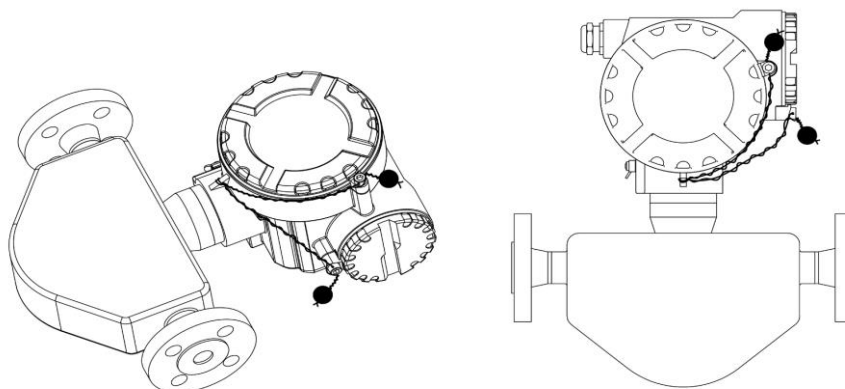
Р и с у н о к 1 – Общий вид колонок газораздаточных компримированного природного газа МГПЗ-200 и место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Корпус колонки окрашивается в цвета по заказу заказчика.

Знак утверждения типа и заводской номер, состоящий из 4 цифр, наносятся на маркировочную табличку, закрепляемую на внутреннюю боковую поверхность корпуса под вычислительным блоком колонки. Общий вид СИ с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведены на рисунке 1.

Знак поверки в виде пломбы наносится на расходомеры колонок. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.

Электронный блок неразборный и пломбировке не подлежит.



Р и с у н о к 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, места нанесения знака поверки на массовых расходомерах

Программное обеспечение

Внутреннее ПО выполняет функции управления запорной арматурой, выводом информации о массе или объёме отпущенного топлива и его стоимости на дисплей и интерфейсы связи, управление режимами работы колонок.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование	FUGD2FW
Номер версии (идентификационный номер)	не ниже 1.xx
Цифровой идентификатор (алгоритм SHA1)	794388BFA318357C6E8C889D2B371829ED73603C

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики колонок

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, кг/мин	от 1 до 50

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении массы компримированного природного газа, %	$\pm 1,0$
Минимальная доза отпуска компримированного природного газа, кг	1
Цена деления указателя разового учёта, кг	0,01
Цена деления указателя суммарного учёта, кг	0,01
Максимальная доза для индикации, кг, не более	9999,99

Таблица 3 – Технические характеристики колонок

Наименование характеристики	Значение
Максимальное давление компримированного природного газа, МПа	24,5
Длина раздаточного рукава, м, не менее	3
Количество раздаточных рукавов, не более	2
Напряжение электропитания постоянного тока, В, не более	$24 \pm 10 \%$
Потребляемая мощность, Вт, не более	80
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от - 40 до + 50 95 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	8700
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – высота – ширина	750 2325 400
Масса, кг, не более	250
Маркировка взрывозащиты	II Gc IIA T1
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку колонок на боковой панели с внутренней стороны и на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка газораздаточная компримированного природного газа	МГПЗ-200	1 шт.
Руководство по эксплуатации*	МГПЗ-200 РЭ	1 шт.
Паспорт	МГПЗ-200 ПС	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 комплект
Примечание – Поставляется по заказу. Документация и методика поверки доступны для скачивания с сайта изготовителя.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 1.1.4 руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к колонкам газораздаточным компримированного природного газа МГПЗ-200

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ТУ 26.51.52.110-007-00153318-2021 Колонки газораздаточные компримированного природного газа МГПЗ-200. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Московский газоперерабатывающий завод» (АО «МГПЗ»)
ИНН 5003055920

142717, Московская область, г. Видное, п. Развилка, проезд Проектируемый 5537, вл. 4.
строение 17, офис 25

Телефон/факс: +7 (498) 657-80-43/657-45-84

Web-сайт: <http://www.mgpz.ru>

E-mail: info@mgpz.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Московский газоперерабатывающий завод» (АО «МГПЗ»)
ИНН 5003055920

142717, Московская область, г. Видное, п. Развилка, проезд Проектируемый 5537, вл. 4.
строение 17, офис 25

Телефон/факс: +7 (498) 657-80-43/657-45-84

Web-сайт: <http://www.mgpz.ru>

E-mail: info@mgpz.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

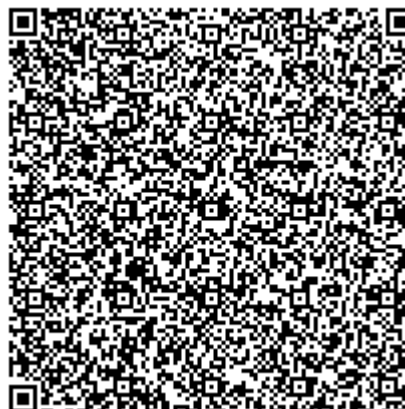
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озёрная, д. 46

Тел.: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86313-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Южный полюс

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Южный полюс (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер типа HP ProDesk 400 G6 с установленным программным обеспечением "АльфаЦЕНТР" (далее – сервер ИВК), устройство синхронизации времени типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

В сервере ИВК происходит вычисление электроэнергии и мощности с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и обработка измерительной информации, оформление отчётных документов.

Передача информации в энергоснабжающую организацию, с последующей передачей в ПАО АО "АТС", за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО "СО ЕЭС" и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 "Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО "АТС", АО "СО ЕЭС" и смежным субъектам" к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3, и при расхождении ± 1 с и более сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени сервера ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 88 установлен в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР". Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений ПО "АльфаЦЕНТР" соответствует уровню – "средний" в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО "АльфаЦЕНТР"

Идентификационные данные	Значения
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 17.01.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
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

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-20ЭП 6 кВ РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, яч. 2, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 1000/5 кл. т. 0,5 рег. № 47957-11	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	УСВ-3, рег. № 64242-16/ HP ProDesk 400 G6
2	ТП-20ЭП 6 кВ РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 4, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 1000/5 кл. т. 0,5 рег. № 47957-11	—	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R кл. т. 0,5S/1,0 рег. № 75755-19	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичный утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики 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	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,4	4,7
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), $(\pm) \text{с}$			5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии (получасовая).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
3. Границы погрешности результатов измерений приведены:
 - для нормальных условий: при $\cos \varphi = 0,9$ и силе тока равной 100 % от $I_{1 \text{ ном}}$;
 - для рабочих условий: при $\cos \varphi = 0,8$ и силе тока равной 5 % от $I_{1 \text{ ном}}$, а также температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +30 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 90 до 110 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 от 0,8 _{емк.} до 1 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +60 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее УСВ-3: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее Сервер ИВК: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не менее	165000 2 45000 2 20000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	123 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 по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - коррекции времени.
- коррекции времени в сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.R	2
Устройство синхронизации времени (УСВ)	УСВ-3	1
Сервер ИВК	HP ProDesk 400 G6	1
Документация		
Паспорт-формуляр	69729714.411713.088.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Энергоресурс" Южный полюс". 69729714.411713.088.МВИ, аттестованном ООО "Энерготестконтроль", аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

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

Общество с ограниченной ответственностью "Энергоресурс"
(ООО "Энергоресурс")

ИНН 3666197517

Адрес: 394036, Воронежская обл., г. Воронеж, ул. Фридриха Энгельса, дом № 25Б, офис 232/1

Телефон: (473) 250 25 34.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью "Электроконтроль"
(ООО "Электроконтроль")

ИНН: 7705939064

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9

Телефон: (916) 295 36 77.

E-mail: eierygin@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью "Энерготестконтроль"
(ООО "Энерготестконтроль")

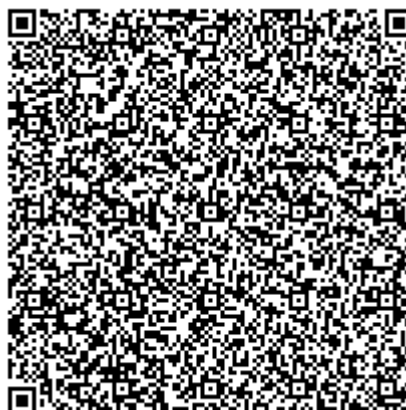
ИНН: 9705008559

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: (910) 403 02 89.

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии №RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86314-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные МВС

Назначение средства измерений

Счётчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные МВС (далее – счетчики) предназначены для измерений объёма холодной питьевой воды и горячей сетевой воды в системах холодного и горячего водоснабжения в напорных трубопроводах.

Описание средства измерений

Принцип работы счётчиков состоит в измерении числа оборотов крыльчатого преобразователя объёма, приводимого во вращение потоком воды, проходящей через счётчик. Вода через входной патрубок счётчика поступает внутрь корпуса и далее в измерительную камеру. Внутри измерительной камеры установлен крыльчатый преобразователь объёма, который приходит во вращательное движение под действием потока воды. Далее вода попадает в выходной патрубок. Вращение крыльчатого преобразователя объёма передаётся к ведомой части магнитной муфты, установленной в счётном механизме. Счётный механизм находится в герметичной капсуле и отделён от измеряемой среды мембраной. Корпус счётчика соединяется со счётным механизмом посредством металлического кольца. Количество оборотов крыльчатого преобразователя объёма преобразуется в значение измеренного объёма воды и выводится на индикаторном устройстве счётчика.

Счётчики состоят из корпуса с входным и выходным патрубками, крыльчатого преобразователя объёма и счётного механизма, расположенных в корпусе счётчика. Счётный механизм состоит из масштабирующего редуктора с показывающим устройством, выполненным в виде стрелочных и роликовых указателей объёма. Крыльчатый преобразователь объёма и счётный механизм герметично отделены друг от друга. Счётчики могут устанавливаться на горизонтальных и вертикальных трубопроводах. Счётчики модификаций: МВСХд, МВСГд, МВСТ дополнительно имеют магнитоуправляемый контакт, при помощи которого формируются выходные импульсные сигналы, количество которых пропорционально объёму воды, измеренному счётчиком.

Счетчики выпускаются в пяти модификациях:

- МВСХ – предназначены для измерения объёма холодной воды в диапазоне, С°: от +5 до +50, имеют индикаторное устройство с роликовым и стрелочными указателями;
- МВСХд – предназначены для измерения объёма холодной воды в диапазоне, С°: от +5 до +50, имеют индикаторное устройство с роликовым и стрелочными указателями и с магнитоуправляемым контактом, который формирует импульсы;
- МВСГ – предназначены для измерения объёма горячей воды в диапазоне, С°: от + 5 до + 95, имеют индикаторное устройство с роликовым и стрелочными указателями;
- МВСГд – предназначены для измерения объёма горячей воды в диапазоне, С°: от + 5 до + 95, имеют индикаторное устройство с роликовым и стрелочными указателями и с магнитоуправляемым контактом, который формирует импульсы;

- МВСТ – предназначены для измерения объёма горячей воды в диапазоне, $^{\circ}\text{C}$: от + 5 до +120, имеют индикаторное устройство с роликовым и стрелочными указателями и с магнитоуправляемым контактом, который формирует импульсы.

Общий вид счётчиков представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид счётчиков холодной и горячей воды крыльчатых многоструйных МВС

Обозначение места нанесения знака поверки представлено на рисунке 2.

Место нанесения
знака поверки



Рисунок 2 – Место нанесения знака поверки на счётчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные МВС

Заводские номера счетчиков наносятся крышку счетного механизма в числовом формате методом лазерной гравировки в соответствии с рисунком 3.

Место нанесения
заводского номера

Место нанесения знака
утверждения типа



Рисунок 3 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера на счётчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные МВС

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1- Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра					
Номинальный диаметр, DN, мм	15	20	25	32	40	50
Расход, соответствующий метрологическим классам по ГОСТ Р 50193.1-92, м³/ч						
- наименьший Q_{min}						
Класс А	0,06	0,10	0,14	0,24	0,40	1,20
Класс В	0,03	0,05	0,07	0,12	0,20	0,45
Класс С	0,025	0,040	0,063	0,100	0,160	0,250
Расход, соответствующий метрологическим классам по ГОСТ Р 50193.1-92, м³/ч						
- переходный Q_t						
Класс А	0,15	0,25	0,35	0,60	1,0	4,5
Класс В	0,12	0,20	0,28	0,48	0,80	3,00
Класс С	0,040	0,064	0,1008	0,160	0,256	0,400
Номинальный расход Q_n , м³/ч	1,5	2,5	3,5	6,0	10,0	15,0
Наибольший расход Q_{max} , м³/ч	3,0	5,0	7,0	12,0	20,0	30,0
Порог чувствительности, м³/ч, не более	0,010	0,017	0,019	0,023	0,035	0,045
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма, %:						
- в диапазоне $Q_{min} \leq Q < Q_t$	±5					
- в диапазоне $Q_t \leq Q \leq Q_{max}$	±2					

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование параметра	Значение параметра					
Номинальный диаметр, DN, мм	15	20	25	32	40	50
Диапазон температур измеряемой среды счётчиков, °С:						
- холодной воды (МВСХ, МВСХд)	от +5 до +50					
- горячей воды (МВСГ, МВСГд, МВСТ)	от +5 до +95					
	от +5 до +120					

Продолжение таблицы 2

Потеря давления при наибольшем расходе ($Q_{\max}$), МПа, не более	0,055	0,06	0,07	0,062	0,087	0,093
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6					
Наибольшее значение роликового указателя измерительного индикатора, м ³	99999					
Наименьшая цена деления, м ³	0,00005					
Габаритные размеры счетчиков, мм, не более:						
– длина	165	190/195	225/260	230/260	245/300	280/300
– высота	104	106	120	120	155	155
– ширина	99	99	104	104	120	125
Условия эксплуатации:						
- температура окружающего воздуха, °C	от +5 до +50					
относительная влажность при температуре 35 °C, %	80					
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106,7					
Масса, кг, не более	1,5	1,7	2,4	2,8	5,1	7,2
Класс защиты по ГОСТ 14254-2015	IP54, IP68 ¹⁾		IP54			
Наработка на отказ, ч, не менее	110000					
Срок службы счётчиков, лет, не менее	12					
¹⁾ По заказу						

Знак утверждения типа

наносится на панель индикаторного устройства методом тампопечати в соответствии с рисунком 3. А также на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик воды		1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.63-002-06469909-2018	1 шт.
Паспорт	26.51.63-002-06469904-2018 ПС	1 шт.
Упаковка		1 шт.
Комплект монтажных частей		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63-002-06469909-2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 50193.1-92 (ИСО 4064/1-77) Измерение расхода воды в закрытых каналах. Счётчики холодной питьевой воды. Технические требования;

ГОСТ Р 50601-93 Счётчики питьевой воды крыльчатые. Общие технические условия

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости»;

ТУ 26.51.63-002-06469904-2018 Счётчики холодной и горячей воды крыльчатые многоструйные МВСХ, МВСХд, МВСГ, МВСГд, МВСТ.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Водомер» (ООО «Водомер»)

ИНН 5029217654

Адрес: 141002, Московская область, г. Мытищи, ул. Колпакова д.2 корпус 14 оф. 63

Тел./факс: +7 (495) 407-06-94

Web-сайт: www.vodomer.ru

E-mail: info@vodomer.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Водомер» (ООО «Водомер»)

ИНН 5029217654

Адрес: 141002, Московская область, г. Мытищи, ул. Колпакова д.2 корпус 14 оф. 63

Тел./факс: +7 (495) 407-06-94

Web-сайт: www.vodomer.ru

E-mail: info@vodomer.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

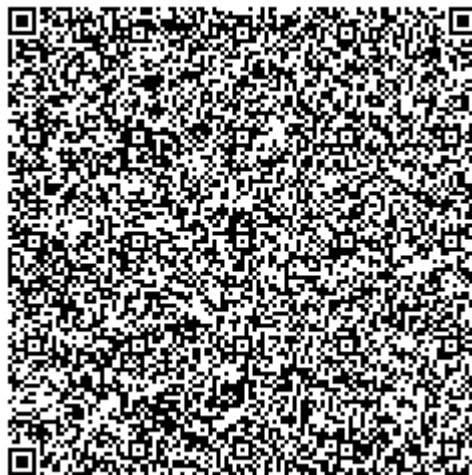
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495) 437-55-77, 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-5 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема при приемке, хранении и отпуске нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольного уровня, соответствующего определенному объему, приведенному в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары представляют собой горизонтально установленные стальные односекционные сосуды цилиндрической формы с усеченно-коническими днищами подземного расположения.

Заводские номера в виде цифровых обозначений, обеспечивающих идентификацию каждого экземпляра средств измерений, нанесены ударным способом на металлические шильдики резервуаров.

Резервуары с заводскими номерами 1071, 1072 расположены на территории Красноуфимской нефтебазы по адресу: 623300, Свердловская обл., г. Красноуфимск, ул. Вагонная, 14.

Эскиз общего вида резервуаров приеден на рисунке 1.

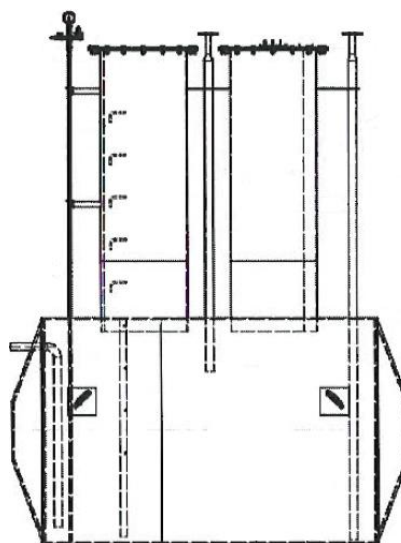


Рисунок 1 – Эскиз общего вида резервуаров

Фотографии горловин и замерных люков резервуаров приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Фотографии горловин и замерных люков резервуаров

Фотографии металлических шильдиков резервуаров с заводскими номерами представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Фотографии металлических шильдиков резервуаров с заводскими номерами

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.
Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	± 0,25

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-5	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Градуировочная таблица	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Устройство и принцип работы» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Монтажник-2» (ООО «Монтажник-2»)
ИНН 5903022445
Адрес: 614068, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 50, оф. 305

Изготовитель

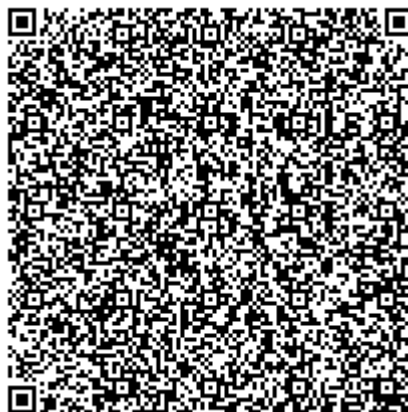
Общество с ограниченной ответственностью «Монтажник-2» (ООО «Монтажник-2»)
ИНН 5903022445
Адрес: 614068, г. Пермь, ул. Дзержинского, д. 50, оф. 305

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)

Адрес: 644116, г. Омск, ул. 24 Северная, д. 117-А

Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц №RA.RU.311670.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86316-22

Лист № 1
Всего листов 58

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» пятая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» пятая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКУЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Для измерительных каналов (ИК) №№ 22-31, 34, 83-86, 94, 100-106, 115, 120, 121, 129-139, 217, 251-255 цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующие УСПД, где выполняется обработка, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Далее измерительная информация от УСПД при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется хранение полученных данных, оформление отчетных документов.

Также сервер обеспечивает прием информации о результатах измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, выполненных с учетом возможных потерь электроэнергии, от АИИС КУЭ утвержденного типа, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, и ее передачу всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭМ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в час, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождений.

Сравнение часов УСПД с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов УСПД осуществляется автоматически независимо от величины расхождений.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК №№ 22-31, 34, 83-86, 94, 100-106, 115, 120, 121, 129-139, 217, 251-255) с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчика производится при расхождении показаний часов счетчика и часов сервера более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчика (для остальных ИК) с часами УСПД осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами УСПД более ± 2 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 225, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» пятая очередь.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000». ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Метрологически значимая часть ПО «Пирамида 2000» указана в таблице 1. Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrol-ogy.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	Verify-Time.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0fc6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГТП Курганинск										
1	ПС 35 кВ Во- сточная, КРУН- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ Во- 1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
2	ПС 35 кВ Во- сточная, КРУН- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ Во- 3	ТВК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
3	ПС 35 кВ Во- сточная, КРУН- 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ Во- 5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 35 кВ Восточная, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ Во-4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
5	ПС 35 кВ Кавказ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КВ-5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 150/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
6	ПС 35 кВ Кавказ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КВ-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
ГТП Приморско-Ахтарск										
7	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ П-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
8	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ П-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	ПС 110 кВ При- морско-Ахтар- ская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ П-11	ТОЛ-СВЭЛ Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 70106-17 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
10	ПС 110 кВ При- морско-Ахтар- ская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ П-13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
11	ПС 110 кВ При- морско-Ахтар- ская, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ, П-19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
12	ПС 110 кВ При- морско-Ахтар- ская, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ П-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
13	ПС 35 кВ Рыбза- вод, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ РБ-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
14	ПС 35 кВ Рыбза- вод, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ РБ-9	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	ПС 35 кВ Рыбзавод, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ РБ-4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
16	ПС 35 кВ Рыбзавод, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ РБ-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
17	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. П-12, КЛ-10 кВ П-12	ТОЛ-СВЭЛ-10М Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 54721-13 Фазы: А; В; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
ГТП Абинск										
18	ПС 110 кВ Абинская, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ А-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
19	ПС 110 кВ Абинская, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ А-6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
20	ПС 110 кВ Абинская, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ А-8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
21	ПС 35 кВ И-4 Абинская, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ АБ-42п	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6-1 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
22	ТП-А645-451 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
23	ТП-А6471-60п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
24	ТП-А5-51 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
25	ТП-456п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	ТП-466п (ТП-455п) 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 67928-17 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
27	КРН-6 6 кВ от ВЛ-6 кВ АБ-43	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
28	ТП-458п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,6
29	ТП-436п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
30	КРН-2 6 кВ от ВЛ-6 кВ АБ-43	ТОЛ-ЭС-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 34651-07 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
31	ТП-473п 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ от Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	ПС 35 кВ Электроаппарат, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ от Т-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
33	ПС 35 кВ Электроаппарат, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ от Т-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
34	ПКУ-6 кВ от ВЛ-6 кВ А6-43 на опоре 49/1 в сторону ТП-А6-43-458п 6 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 69605-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
ГТП Ейск										
35	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-3; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
36	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-7; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
37	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-5; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
38	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-17; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
39	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-23; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
40	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-9; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
41	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-19	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
42	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-11; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
43	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-13; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
44	ПС 110 кВ Ейская-1, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-21; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
45	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-10; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
46	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-6; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
47	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-16; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
48	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-12; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
49	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-2; 6кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
50	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-14; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
51	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-8; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
52	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-4; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
53	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-18; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
54	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-20; 6кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-03 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
55	ПС 110 кВ Ейская-1, 3 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Е-22; 6кВ	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
56	ПС 110 кВ Ейская-2, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 1; 6кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 59870-15 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
57	ПС 110 кВ Ейская-2, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 3; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
58	ПС 110 кВ Ейская-2, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 17; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
59	ПС 110 кВ Ейская-2, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 19; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
60	ПС 110 кВ Ейская-2, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 23; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
61	ПС 110 кВ Ейская-2, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 20; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
62	ПС 110 кВ Ейская-2, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 24; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
63	ПС 110 кВ Ейская-2, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 16; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36997-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
64	ПС 110 кВ Ейская-2, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ ЕСК- 12; 6кВ	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
ГТП Апшеронск										
65	ПС 110 кВ Хады- женская-2, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф- 21	ТЛК-10-5 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
66	ПС 110 кВ Хады- женская-2, 1 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф- 29	ТЛК-10-5 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
67	ПС 110 кВ Хады- женская-2, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф- 25	ТЛК10-6 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 9143-83 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
68	ПС 110 кВ Апшеронская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Г-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
69	ПС 110 кВ Апшеронская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Г-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
70	ПС 110 кВ Апшеронская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Г-3	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
71	ПС 110 кВ Апшеронская, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Г-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
72	ПС 110 кВ Апшеронская, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ Г-4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
73	ПС 35 кВ Заводская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
74	ПС 35 кВ Заводская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-3	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
75	ПС 35 кВ Заводская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-5	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
76	ПС 35 кВ Заводская, 1 сш 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
77	ПС 35 кВ Заводская, 1 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-11	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
78	ПС 35 кВ Заводская, 2 СШ 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
79	ПС 35 кВ Заводская, 2 СШ 6 кВ, ВЛ-6 кВ ЗВ-4	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
80	ПС 35 кВ Завод- ская, 2 сш 6 кВ, КЛ-6 кВ ЗВ-6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
81	ПС 35 кВ Нефте- горская Х-1, ВЛ-6 кВ Ф-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6-1 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
82	ПС 35 кВ Нефте- горская Х-1, ВЛ-6 кВ Ф-17	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НАЛИ-СЭЩ-6-1 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
83	РП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, ВЛ-6 кВ Ф-19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
84	ТП-24/01 6 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,6
85	ВЛ-6 кВ ф-25 от ПС 110 кВ Хады- женская-2, оп. №130/1, ПКУ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,2 6000√3/100√3 Рег. № 35956-07 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 24524-04	—			Актив- ная	1,1	3,2
								Реак- тивная	2,2	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
86	ВЛ-6 кВ Ф-16 от ПС 35 кВ Нефте- горская Х-1, оп. №77, ВПКУ 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,2 6000√3/100√3 Рег. № 35956-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 24524-04	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,2	3,2 5,3
ГТП Тихорецк										
87	ПС 110 кВ Мясо- комбинат, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-1	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
88	ПС 110 кВ Мясо- комбинат, КРУН- 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-4	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
89	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-9	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
90	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ МК-11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,3
91	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-19	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
92	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-20	ТВК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив-ная Реак-тивная	1,3 2,5	3,3 5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
93	ПС 35 кВ РСЗ, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ РС-7	ТЛК-10-5 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 9143-01 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,1	3,2
								Реак- тивная	2,2	5,6
94	РП-10 кВ Рожде- ственный, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КР-3	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
95	ПС 110 кВ Мясо- комбинат, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-5	ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 58720-14 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
96	ПС 110 кВ Мясо- комбинат, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-3	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
97	ПС 110 кВ Мясо- комбинат, КРУН- 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-13	ТВК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,3	
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
98	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-18	ТВК-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
99	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-14	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Реак- тивная	2,5	5,7
100	КРУН-3 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ ТХ-17 от ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,4
101	КРУН-1 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ ТХ-8 от ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Реак- тивная	2,5	6,7
102	КРУН-2 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ ТХ-10 от ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,4
103	КРУН-4 10 кВ, Ввод 2 10 кВ от КЛ-10 кВ ТХ-105 ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Реак- тивная	2,5	6,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
104	РП-2 10 кВ Черемушки, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 5, ввод КЛ-10 кВ ТХ-113 от ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 70324-18 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
105	КРУН-4 10 кВ, Ввод 1 10 кВ от КЛ-10 кВ ТХ-104 ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
106	РП-2 10 кВ Черемушки, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 2, ввод КЛ-10 кВ ТХ-114 от ПС 500 кВ Тихорецк	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
107	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Ю-5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
108	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Ю-9	ТПЛ-10с Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 29390-05 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
109	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ю-11	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
110	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ю-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
111	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ Ю-6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 24524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
112	ПС 35 кВ Южная, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ Ю-8	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
113	ПС 35 кВ ТЭЦ ТМЗ им. Воров- ского, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
114	ПС 35 кВ ТЭЦ ТМЗ им. Воров- ского, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
115	КРУН-6 кВ Ю-7 - МК-1, 1 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ МК-1 от ПС 110 кВ Мясокомбинат	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Реак- тивная	2,5	5,3
		ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 51678-12 Фазы: С						Актив- ная	1,3	3,3
116	ЗТП-125 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Реак- тивная	2,5	5,7
								Актив- ная	1,3	3,3
117	ЗТП-125 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10У3 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
118	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-7	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
119	ПС 110 кВ Мясо-комбинат, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ МК-10	ТПК-10 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 22944-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 54370-13 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Реак- тивная	2,5	5,3
ГТП Крымск										
120	РП-1 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ К-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	ЗНОЛ-СЭЩ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 54371-13 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
121	ВЛ-6 кВ К-2, оп. №1, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛП-НТЗ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51677-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,3		
122	ПС 110 кВ Крым-ская ПТФ, КРУН-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КП-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
123	ПС 110 кВ Пролетарская, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ ПР-1	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
124	ПС 35 кВ Насосная 3-го подъема, КРУН-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ КВ-9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
125	ПС 35 кВ Насосная 3-го подъема, КРУН-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ КВ-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
126	ПС 35 кВ Нижне-Баканская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ БК-1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
127	ПС 35 кВ Нижне-Баканская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ БК-3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
128	ПС 35 кВ Нижне-Баканская, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ БК-5	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
129	КТП-178 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
130	КТП-179 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-М-0,66 У3 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 71205-18 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,2
131	ТП-11 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 57218-14 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,0	3,2
								Реак- тивная	2,1	5,6
132	ВЛ-6 кВ К-5 от ПС 220 кВ Крым-ская, оп. №5, ПКУ-6 кВ	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S 75/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	НОЛП-НТЗ Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 69605-17 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГТП Новороссийск										
133	ТП-378 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
134	ТП-378 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ ф.29а	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
135	КРУН 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-29б	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
136	ТП-389 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-30а	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
137	ТП-379 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
138	ТП-510 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
139	ТП-510 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод КЛ-6 кВ Ф-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 35955-12 Фазы: А; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
140	ПС 110 кВ Тон- нельная, ЗРУ-6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ прис. 6 кВ № 13	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 814-53 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
141	ПС 110 кВ Пе- найская, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ Ф-17	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
142	ПС 110 кВ Пе- найская, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ Ф-13	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,4	
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
143	ПС 110 кВ Пен- найская, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 27, КЛ-6 кВ Ф-27	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
144	ПС 110 кВ Пе- найская, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 38, КЛ-6 кВ Ф-38	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
145	ПС 110 кВ Пе- найская, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ Ф-10	ТОЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 42663-09 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП.4-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7
146	ПС 110 кВ ДСК, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1а, КЛ-6 кВ Ф-1а	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
147	ПС 110 кВ ДСК, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2, КЛ-6 кВ Ф-2	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 45040-10 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
148	ПС 110 кВ ДСК, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 3, КЛ-6 кВ Ф-3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С ТВК-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 8913-82 Фазы: В	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
149	ПС 110 кВ ДСК, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 9, КЛ-6 кВ Ф-9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
150	ПС 110 кВ ДСК, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ Ф-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
151	ПС 110 кВ ДСК, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 13, КЛ-6 кВ Ф-13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
152	ПС 110 кВ ДСК, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 14, КЛ-6 кВ Ф-14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
153	ПС 110 кВ ДСК, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 20, КЛ-6 кВ Ф-20	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
154	ПС 110 кВ ДСК, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 23, КЛ-6 кВ Ф-23	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
155	ПС 110 кВ Ново- российск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1а, КЛ-6 кВ ф. 1а	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
156	ПС 110 кВ Ново- российск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 4, КЛ-6 кВ прис. 4	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
157	ПС 110 кВ Ново- российск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 1, КЛ-6 кВ прис. 1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
158	ПС 110 кВ Новороссийск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 2, КЛ-6 кВ прис. 2	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
159	ПС 110 кВ Новороссийск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 7, КЛ-6 кВ прис. 7	ТПОФ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 518-50 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
160	ПС 110 кВ Новороссийск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 8, КЛ-6 кВ ф. 8	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
161	ПС 110 кВ Новороссийск, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 10, КЛ-6 кВ прис. 10	ТПОФ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 518-50 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
162	ПС 110 кВ Новороссийск, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 12, КЛ-6 кВ прис. 12	ТПОФ Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 518-50 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
163	ПС 110 кВ Новороссийск, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 18, КЛ-6 кВ прис. 18	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-02 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
164	ПС 110 кВ Новороссийск, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ ф. 16	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
165	ПС 110 кВ Новороссийск, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 51, КЛ-6 кВ прис. 51	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 38202-08 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
166	ПС 110 кВ Новороссийск, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 61, КЛ-6 кВ ф. 61	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
167	ПС 110 кВ Новороссийск, 3 с.ш. 6 кВ, яч. 63, КЛ-6 кВ ф. 63	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
168	ПС 110 кВ Новороссийск, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 54, КЛ-6 кВ ф. 54	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
169	ПС 110 кВ Новороссийск, 4 с.ш. 6 кВ, яч. 56, КЛ-6 кВ ф. 56	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
170	ПС 110 кВ РИП, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ Ф-5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
171	ПС 110 кВ РИП, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 19, КЛ-10 кВ Ф-19	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
172	ПС 110 кВ РИП, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 53, КЛ-10 кВ Ф-53	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
173	ПС 110 кВ РИП, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ Ф-4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
174	ПС 110 кВ РИП, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ Ф-8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
175	ПС 110 кВ РИП, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 46, КЛ-10 кВ Ф-46	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
176	ПС 110 кВ РИП, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 56, КЛ-10 кВ Ф-56	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
177	ПС 110 кВ РИП, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 52, КЛ-10 кВ Ф-52	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
178	ПС 110 кВ Се- веро-Западная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ Ф-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
179	ПС 110 кВ Се- веро-Западная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ Ф-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
180	ПС 110 кВ Се- веро-Западная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ Ф-8	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
181	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ Ф-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
182	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 3, КЛ-10 кВ Ф-3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
183	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ Ф-5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
184	ПС 110 кВ РИП, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 26, КЛ-10 кВ Ф-26	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
185	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ Ф-7	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
186	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 9, КЛ-10 кВ Ф-9	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
187	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 11, КЛ-10 кВ Ф-11	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
188	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 13, КЛ-10 кВ Ф-13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
189	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 15, КЛ-10 кВ Ф-15	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
190	ПС 110 кВ Южная, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 19, КЛ-10 кВ Ф-19	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
191	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 2, КЛ-10 кВ Ф-2	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
192	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 4, КЛ-10 кВ Ф-4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
193	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 6, КЛ-10 кВ Ф-6	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
194	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 8, КЛ-10 кВ Ф-8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
195	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ Ф-10	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
196	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 12, КЛ-10 кВ Ф-12	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
197	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14, КЛ-10 кВ Ф-14	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
198	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16, КЛ-10 кВ Ф-16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
199	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 20, КЛ-10 кВ Ф-20	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
200	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 22, КЛ-10 кВ Ф-22	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
201	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 24, КЛ-10 кВ Ф-24	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
202	ПС 110 кВ Южная, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 16, КЛ-6 кВ Ф-16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
203	ПС 110 кВ Широкая балка, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 13, КЛ-10 кВ Ф-13	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
204	ПС 110 кВ Широкая балка, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 15, КЛ-10 кВ Ф-15	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
205	ПС 110 кВ Широ- кая балка, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14, КЛ- 10 кВ Ф-14	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
206	ПС 110 кВ Широ- кая балка, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 16, КЛ- 10 кВ Ф-16	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
207	ПС 110 кВ Лес- ной порт, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 3, КЛ- 10 кВ Ф-3	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
208	ПС 110 кВ Лес- ной порт, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 8, КЛ- 10 кВ Ф-8	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
209	ПС 110 кВ Лес- ной порт, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 28, КЛ- 10 кВ Ф-28	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,3	4,7
210	ПС 35 кВ Гайдук, яч. 5, КЛ-6 кВ ф. 5	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1261-08 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
211	ПС 35 кВ Запад- ная, 1 с.ш. 6 кВ, ввод кабельной сборки 6 кВ Т-1	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Proliant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
212	ПС 35 кВ Запад- ная, 2 с.ш. 6 кВ, ввод кабельной сборки 6 кВ Т-2	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1261-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 50058-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
213	ПС 35 кВ Кири- ловская нефте- база, яч. 9, КЛ-6 кВ Ф-9	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,1	3,0
								Реак- тивная	2,4	4,6
214	РП-21 Брис-Бос- фор 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 6, КЛ-6 кВ Ф-6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
215	РП-6 Цемдолина 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 8, КЛ-6 кВ Ф-8	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 7069-07 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
216	РП-6 Цемдолина 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 24, КЛ-6 кВ Ф-24	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 22192-03 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
217	ВЛ-6 кВ Ф-306 от ПС 220 кВ Ки- рилловская, от- пайка от оп., ПКУ-6-К 6 кВ Контакт	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; С	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,3 5,7
ГТП Белореченск										
218	ПС 110 кВ Пром- зона, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ПЗ-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
219	ПС 110 кВ Пром- зона, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ПЗ-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
220	ПС 110 кВ Очист- ные сооружения, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ОС-1	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
221	ПС 110 кВ Очист- ные сооружения, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ- 10 кВ ОС-3	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
222	ПС 110 кВ Очистные сооружения, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ОС-5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
223	ПС 110 кВ Очистные сооружения, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ОС-15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-05 Фазы: А; С	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 831-69 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
224	ПС 110 кВ Очистные сооружения, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ОС-10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
225	ПС 110 кВ Очистные сооружения, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ ОС-14	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
ГТП Усть-Лабинск										
226	ПС 110 кВ Кореновская, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КЦ-2	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
227	ПС 110 кВ Кореновская, 2 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ КЦ-12	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HP Proliant DL380 G7	Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,3
228	ПС 110 кВ Кореновская, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КЦ-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,3
229	ПС 110 кВ Кореновская, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КЦ-3	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,7
230	ПС 110 кВ Кореновская, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ КЦ-5	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,3
231	ПС 110 кВ Кореновская, 1 с.ш. 10 кВ, КЛ-10 кВ КЦ-13	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив-ная	1,3	3,3
								Реак-тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
232	ПС 35 кВ АГНКС, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ АС- 1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
233	ПС 35 кВ АГНКС, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ АС- 4	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
234	ПС 35 кВ АГНКС, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ АС- 8	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 25433-03 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
235	ПС 35 кВ Усть- Лабинская 2, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ УВ-1	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
236	ПС 35 кВ Усть- Лабинская 2, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ УВ-3	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
237	ПС 35 кВ Усть-Лабинская 2, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ УВ-4	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
238	ПС 35 кВ Усть-Лабинская 2, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ УВ-6	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
239	ПС 35 кВ Сельхозтехника, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ СТ-3	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
240	ПС 35 кВ Сельхозтехника, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ СТ-5	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
241	ПС 35 кВ Сельхозтехника, 1 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ СТ-7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
242	ПС 35 кВ Сель-хозтехника, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ СТ-4	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
243	ПС 35 кВ Сель-хозтехника, 2 с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ СТ-8	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 32139-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
244	ПС 35 кВ От-кормбаза, с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ОБ-9	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22192-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3
245	ПС 35 кВ От-кормбаза, с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ОБ-11	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	НОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04				Актив- ная	1,3	3,4
								Реак- тивная	2,5	6,7
246	ПС 35 кВ Завод сухой сыворотки, 1 с. ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ЗС-3	ТВК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
247	ПС 35 кВ Завод сухой сыворотки, 1 с. ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ ЗС-5	ТВК-10 Кл.т. 0,5 50/5 Рег. № 8913-82 Фазы: А; С	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05	УСВ-3 Рег. № 64242-16	НР Pro- liant DL380 G7	Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
248	ПС 35 кВ Кореновская городская, 1. с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ КГ-1	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
249	ПС 35 кВ Кореновская городская, 2. с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ КГ-2	ТОЛ-10-4 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
250	ПС 35 кВ Кореновская городская, 2. с.ш. 6 кВ, ВЛ-6 кВ КГ-6	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 15128-01 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,7
251	РПУ 10 кВ, с.ш. 10 кВ, ВЛ-10 кВ РПУ-3	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Рег. № 2363-68 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	—			Актив- ная	1,3	3,3
								Реак- тивная	2,5	5,3

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 5, 18, 77, 100-103, 105, 119, 132, 134-136, 141-145, 158, 165, 170, 183, 187, 215, 216, 238, 240, 245 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.

4 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. Допускается замена УСПД и УСВ на аналогичные утвержденного типа. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	255
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 18, 77, 100-103, 105, 119, 132, 134-136, 141-145, 158, 165, 170, 183, 187, 215, 216, 238, 240, 245 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 5, 18, 77, 100-103, 105, 119, 132, 134-136, 141-145, 158, 165, 170, 183, 187, 215, 216, 238, 240, 245 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков и УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 165000 2 220000 2 70000 2 45000 2 113060 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

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

- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
счетчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательной коробки;
УСПД;
сервера.
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
счетчиков электрической энергии;
УСПД;
сервера.
- Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	98
Трансформаторы тока	ТВК-10	13
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	52
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	78
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	33
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-ЭС-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК10-6	38
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	24
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	6
Трансформаторы тока	ТЛК10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	31
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	14
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	5
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	18
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10	14
Трансформаторы тока	ТПК-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	15
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТШП-М-0,66 УЗ	12
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	20
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	7
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6-1	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	8
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6УЗ	9
Трансформаторы напряжения	НОЛП-НТЗ-6	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	22
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	21
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-6	24
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	6
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-10УЗ	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95	1
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП.4-6	6
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛПМ-6	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	6

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	154
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	101
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	44
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	HP Proliant DL380G7	1
Формуляр	ЕКМН.466453.022-90.5 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «НЭСК» пятая очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «НЭСК» пятая очередь

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

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Адрес: 350033, г. Краснодар, переулок Переправный, 13, офис 101

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» (АО «НЭСК»)

ИНН 2308091759

Адрес: 350033, г. Краснодар, переулок Переправный, 13, офис 101

Телефон: (861) 992-70-00

Факс: (861) 992-70-55

Web-сайт: www.nesk.ru

E-mail: nesk@nesk.ru

Испытательный центр

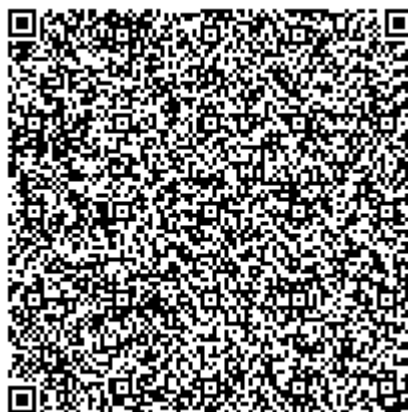
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86317-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» 3-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» 3-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

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 сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленного формата в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате xml-файлов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP, а так же по средствам межсерверного обмена информацией по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется не реже 1 раза в сутки, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами сервера производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 051, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» 3-я очередь.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «АльфаЦЕНТР» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- троэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой от- носительной по- грешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4	5	7	8	9	10	11
1	Мамаканская ГЭС, ГГ-1	ТПШФ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
2	Мамаканская ГЭС, ГГ-2	ТПШФ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7
3	Мамаканская ГЭС, ГГ-3	ТПШФ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			Активная	1,1	3,0
							Реактивная	2,3	4,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Мамаканская ГЭС, ГГ-4	ТПШФ-10 Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 519-50 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	A1802RLQ-P4G- DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер, совмести- мый с платфор- мой x86- x64	Активная Реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с									±5

Примечания:

- 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
- 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8_{инд}$.
- 4 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. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +45 от +5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для УССВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 74500 2 100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	180 30 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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПШФ-10	12
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Паспорт-формуляр	АПЭП.АИИС.051.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Витимэнергосбыт» 3-я очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Витимэнергосбыт» 3-я очередь

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

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergosbyt.ru

E-mail: info@vitimenergosbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Витимэнергосбыт» (АО «Витимэнергосбыт»)

ИНН 3802010714

Адрес: 666904, Иркутская обл., г. Бодайбо, пер. Почтовый, д. 1А

Телефон (факс): (39561) 5-61-22

Web-сайт: www.vitimenergosbyt.ru

E-mail: info@vitimenergosbyt.ru

Испытательный центр

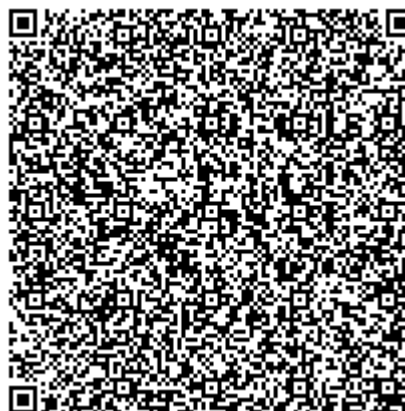
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц №РА.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86318-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Алейскзернопродукт» им. С.Н. Старовойтова

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Алейскзернопродукт» им. С.Н. Старовойтова (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени; сбора, обработки, хранения и передачи полученных результатов измерений коммерческому оператору оптового рынка, системному оператору и смежным субъектам ОРЭ. Полученные данные и результаты измерений используются для коммерческих расчетов с энергосбытовыми организациями и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений (СБД) с программным обеспечением (ПО) ПК «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура), удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации (ЭСО).

Основными функциями АИИС КУЭ являются:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- один раз в сутки и по запросу привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии со счетчиков (ИИК), с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах электроэнергии и журналов событий в базе данных сервера ИВК в течение 3,5 лет (для 30 минутных приращений энергии);
- резервирование баз данных на DVD-дисках;
- разграничение доступа посредством паролей к базам данных для разных групп пользователей, и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- конфигурирование параметров и настроек АИИС КУЭ;

- защита от несанкционированного доступа маркированием и пломбированием узлов системы;
- подготовку данных по результатам измерений в XML-формате для их передачи по электронной почте через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «Алтайэнергосбыт», филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго», филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ;
- ведение журнала событий технических и программных средств (счетчики, линии связи, ПК «Энергосфера») на сервере ИВК и счетчиках;
- ведение системы единого времени.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергетики.

Счетчики производят измерения и вычисления полученной активной и реактивной энергии и мощности. Интервал времени усреднения мощности для коммерческого учета установлен равным 30 минут. Счетчики автоматически записывают в память измеренные величины (активной и реактивной энергии), с интервалом усреднения 30 минут, на глубину не менее 45 суток (в соответствии с техническими требованиями АО «АТС» Приложение 11.1). В памяти счетчика хранятся два четырехканальных (актив/реактив, прием/отдача) независимых массива профиля мощности. Основные и вспомогательные величины, выбранные для отображения на жидкокристаллическом индикаторе и их последовательность, определяются при программировании счетчика. Вычисление величин потребления электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения ПК «Энергосфера» на сервере ИВК, просмотр баз данных доступен на АРМ.

С ИВК АИИС КУЭ данные передаются по выделенному каналу сети «Интернет» через удаленный АРМ ЭСО в ПАК АО «АТС», ПАО «Алтайэнергосбыт», филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Алтайэнерго», филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). В СОЕВ входят все средства измерений времени (встроенные часы счетчиков, сервера уровня ИВК, УССВ), влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации времени. СОЕВ привязана к единому календарному времени.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверу УССВ УСВ-2, которое имеет встроенный модуль синхронизации времени, работающей от сигналов точного времени ГЛОНАСС/GPS.

Коррекция часов сервера ИВК происходит при расхождении часов сервера ИВК и УСВ-2.

Часы счетчиков ИК синхронизируются от часов ИВК с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков ИК проводится при расхождении времени счетчика ИК и времени ИВК более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже ± 5 с/сут.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 28. Заводской номер указывается в формуляре-паспорте АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (СПО) ПК «Энергосфера». Уровень защиты СПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть СПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты					Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСЦВ	Сервер БД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/35/10 кВ №90 «Алейская», РУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.10, Л-90-10	ТЛИМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} 200/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{ТН} 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	УСЦВ-2, рег. № 41681-10	HP ProLiant DL360 G5	Активная Реактивная	±1,7 ±2,9	±2,2 ±3,7
2	ПС 110/35/10 кВ №90 «Алейская», РУ-10 кВ, 1 с.ш., яч.15, Л-90-15	ТЛИМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} 300/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{ТН} 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17			Активная Реактивная	±1,7 ±2,9	±2,2 ±3,7
3	ПС 110/35/10 кВ №90 «Алейская», РУ-10 кВ, 2 с.ш., яч.16, Л-90-16	ТЛИМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} 300/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{ТН} 10000/100 рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17			Активная Реактивная	±1,7 ±2,9	±2,2 ±3,7
Предел допускаемой погрешности СОЕВ, с								±5	

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 2 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- 3 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- 4 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;
- 5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С;
- 6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчика 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 метрологических характеристик;

Продолжение таблицы 2

- | |
|--|
| <p>7 Допускается замена УССВ на аналогичное, утвержденного типа;</p> <p>8 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений;</p> <p>9 Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);</p> <p>10 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.</p> <p>Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> |
|--|

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды для ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +50 от -45 до +40 от -45 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики (СЭТ-4ТМ.03М): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ (УСВ-2): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, более Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование электрического 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.

Регистрация событий:

- в журнале событий электросчетчиков:
 - параметрирования;
 - пропадания питания;
 - коррекции времени в электросчетчике с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;

- в журнале событий сервера ИВК:
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - полученные с уровня ИИК «Журналы событий» счетчиков электроэнергии.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСВ;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования электронной подписи);
 - установка пароля на электросчетчиках;
 - установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра-паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	HP Proliant DL360 G5	1
Формуляр-паспорт	01.2022.040-АУ.ФО-ПС	1
Руководство по эксплуатации	01.2022.040-АУ.РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ЗАО «Алейскзернопродукт» им. С.Н. Старовойтова, аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310473.

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;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Правообладатель

Закрытое акционерное общество «Алейскзернопродукт» им. С.Н. Старовойтова
(ЗАО «Алейскзернопродукт» им. С.Н. Старовойтова)

ИНН 2201000766

Адрес: 658130, Алтайский край, г. Алейск, ул. Первомайская, д.81

Телефон: (385-53) 77-7-00

Web-сайт: <https://azpaley.ru>

E-mail: info@azpaley.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Сибэнергоконтроль» (АО «Сибэнергоконтроль»)

ИНН 4205290890

Адрес: 650992, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, пр. Советский, д. 6,
офис 37

Телефон: (3842) 59-25-92

E-mail: sibencontrol@mail.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области - Кузбассе» (ФБУ «Кузбасский ЦСМ»)

Адрес: 650991, Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

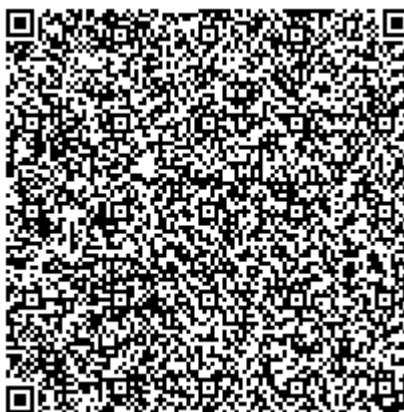
Телефон: (384-2) 36-43-89

Факс: (384-2) 75-88-66

Web-сайт: www.kuzcsm.ru, www.кузцсм.рф

E-mail: info@kuzcsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации №RA.RU.312319.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86319-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Яснополянская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Яснополянская (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;

- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, которое обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 1. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО 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 таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ ИВК
1	КЛ 110кВ Яснополянская- Карбамид 1 цепь	ИСТВ-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 52792-13	НКФ 110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 82470-21	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	TK16L Рег. № 36643-07/ СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	КЛ 110кВ Яснополянская- Карбамид 2 цепь	ИСТВ-0,66 Кл. т. 0,2S Ктт 600/1 Рег. № 52792-13	НКФ 110-57 У1 Кл. т. 0,5 КТН 110000:√3/100:√3 Рег. № 80014-20	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
Примечания					
1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					
2. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1,2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,5	2,4	1,7	1,5	1,5
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1,2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,7	1,4	1,4
	0,5	1,7	1,2	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1,2 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,3	1,0	1,0	1,0
	0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,5	1,8	1,6	1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1,2 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	2,3	2,0	2,0
	0,5	2,2	1,8	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч Радиосервер точного времени СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000 2 55000 2 55000
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ІСТВ-0,66	6
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57 У1	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	2
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Устройство синхронизации времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	ЭНВ.2022.01.АСКУЭ.01-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Яснополянская, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений №РА.RU.312236 от 20.07.2017.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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.

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. Муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерВита»
(ООО «ЭнерВита»)
ИНН 7718892751
Адрес: 107014, г. Москва, ул. Русаковская, дом 22, помещение V, комната 43
Телефон: 8 (499) 735-42-30

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

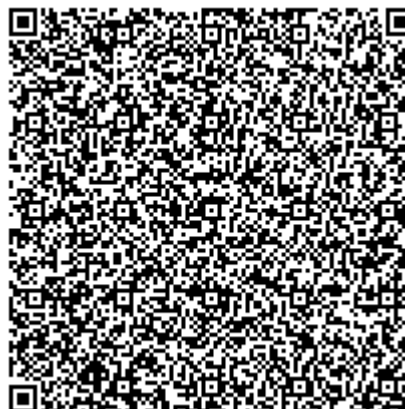
(ООО «Спецэнергопроект»)

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№RA.RU.312429.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86320-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №34

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №34 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» (ИВК «ИКМ-Пирамида»), устройство синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, специализированное программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на вход соответствующего GSM-модема, далее по основному каналу связи стандарта GSM на верхний уровень системы, где осуществляется хранение, накопление и обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

ИБК «ИКМ-Пирамида» обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Раз в сутки ИБК «ИКМ-Пирамида» формирует и отправляет отчеты участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии (ОРЭ) за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭ, по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-2, непрерывно синхронизирующее собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

ИБК «ИКМ-Пирамида» 1 раз в час сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-2 и не зависимо от величины расхождения ИБК «ИКМ-Пирамида» производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам от встроенного ГЛОНАСС -приёмника к шкале координированного времени UTC ± 10 мкс.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени ИБК «ИКМ-Пирамида» осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени ИБК «ИКМ-Пирамида» равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчиков, ИБК «ИКМ-Пирамида» отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 34 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
1	2
Наименование ПО	«Пирамида 2000»
1.Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
2.Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
3.Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
4.Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll

Продолжение таблицы 1

1	2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
5.Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
6.Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
7.Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
8.Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
9.Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
10.Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
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 приведен в таблице 2.

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ТП-2241 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.2, ВЛИ-0,4 кВ	Т-0,66 УЗ КТ 0,5 250/5 Рег.№ 71031-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	УСВ-2 рег. № 41681-10/ ИВК «ИКМ-Пирамида» рег. № 45270-10
2	РП-238 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.11, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 2363-68	НАМИ-10 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36355-07	
3	РП-238 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ,яч.12, КЛ-6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5 200/5 Рег.№ 2363-68	НАМИ-10 КТ 0,2 Рег.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М.12 КТ 0,5S/1 Рег.№ 36355-07	
4	ТП-22426 6 кВ, РУ-0,4 кВ, с.ш. 0,4 кВ, яч.2, ВЛИ-0,4 кВ	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.G КТ 1/2 Рег.№ 75755-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	КТП-1000 кВА 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТТН КТ 0,5 1500/5 Рег.№ 41260-09	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ 80590-20	УСВ-2 рег. № 41681-10/ ИВК «ИКМ-Пирамида» рег. № 45270-10
6	ТПА 3145 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТСН КТ 0,2S 4000/5 Рег.№ 26100-03	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ 80590-20	
7	ТПА 3145 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТСН КТ 0,2S 4000/5 Рег.№ 26100-03	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN КТ 0,5S/1 Рег.№ №80590-20	
8	ТП-2873 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.3	ТОП-0,66 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 58386-20	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	
9	ТП-2873 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.5	ТОП-0,66 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 58386-20	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	
10	ТП-2873 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, ф.7	ТОП-0,66 КТ 0,5 150/5 Рег.№ 58386-20	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	
11	ТП-5030 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 КТ 0,5S 1500/5 Рег.№ 71402-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	
12	ТП-5030 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ Т-2	ТШП-0,66 КТ 0,5S 1500/5 Рег.№ 71402-18	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1 Рег.№ №80589-20	

Примечания:

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

2 Допускается замена УСВ, ИВК на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ (%)	Границы погрешности в рабочих условиях, $\pm\delta$ (%)
1,5,8-10	Активная Реактивная	1,1 1,8	2,9 4,9
2,3	Активная Реактивная	1,1 1,8	1,7 3,4
4	Активная Реактивная	0,8 1,3	1,2 2,8
6,7	Активная Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,1
11,12	Активная Реактивная	1,3 2,1	1,9 3,5
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100% от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +10 до +35 °С.			

Таблица 4 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН. °С температура окружающей среды для счетчиков, °С ИВК «ИКМ-Пирамида», °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +35 от +10 до + 35 от 84,0 до 107,0 80

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: Меркурий 230 (рег.№ 80590-20): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Меркурий 236 (рег.№ 80589-20): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Меркурий 234 (рег.№ 75755-19): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-2: -среднее время наработки на отказ, ч, не менее ИВК «ИКМ-Пирамида»: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	210 000 320 000 320 000 140 000 35000 100000
Глубина хранения информации Счетчики: Меркурий 236 (рег.№80589-20): - при времени интегрирования 30 мин; сут Меркурий 230 (рег.№ 80590-20): - при времени интегрирования 30 мин, сут Меркурий 234 (рег.№ 75755-19): - при времени интегрирования 30 мин, сут ПСЧ-4ТМ.05М (рег.№ 36355-07) - при времени интегрирования 30 мин, сут ИВК «ИКМ-Пирамида»: - данные измерений и журналы событий, лет, не менее	170 85 170 113 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:
 - параметрирования;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- защита на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на ИВК «ИКМ-Пирамида».

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	3
	ТПЛМ-10	4
	ТТН	3
	ТСН	6
	ТОП-0,66	9
	ТШП-0,66	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.G	1
	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	3
	Меркурий 236 ART-03 PQRS	6
	ПСЧ-4TM.05M.12	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
ИБК	«ИКМ-Пирамида»	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/162/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Симбирская энергосбытовая компания» №34. МВИ 26.51/162/22, аттестованной ООО «Энерготестконтроль». Аттестат аккредитации №РА.RU.312560 от 03.08.2018.

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

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая компания» (ООО «СЭСК»)
ИНН 7325106267
Адрес: 432071, г. Ульяновск, 2-й переулок Мира, д. 24, под. 1, оф. 1.
Телефон: 8 (8422) 30-34-64

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Симбирская энергосбытовая компания» (ООО «СЭСК»)
ИНН 7325106267
Адрес: 432071, г. Ульяновск, 2-й переулок Мира, д. 24, под. 1, оф. 1
Телефон: 8 (8422) 30-34-64

Испытательный центр

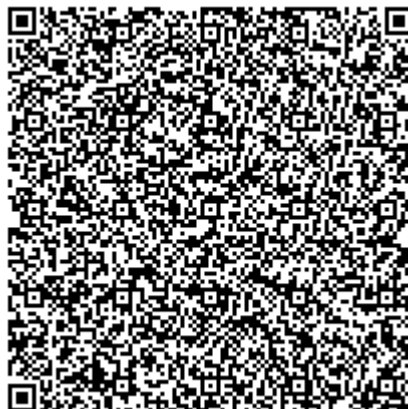
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещение 1

Телефон: 8 (495) 64788188

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц №RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июля 2022 г. № 1860

Регистрационный № 86321-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики электромагнитные ВЗЛЕТ ТЭР

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики электромагнитные ВЗЛЕТ ТЭР (далее – расходомеры) предназначены для измерений объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении электродвижущей силы, пропорциональной скорости потока, возникающей при прямом и (или) обратном (реверсивном) движении потока электропроводящей жидкости через наведенное системой электромагнитных катушек электромагнитное поле. Электродвижущая сила воспринимается электродами и преобразуется в значение объемного расхода жидкости и объема жидкости в потоке.

Расходомеры состоят из первичного измерительного преобразователя расхода, вторичного измерительного преобразователя и, в случае разнесенного конструктива, двух блоков коммутации.

Первичный измерительный преобразователь расхода представляет собой отрезок трубы (патрубок), внутренняя поверхность которого, выполнена из немагнитного диэлектрического материала. В изолированной от измеряемой среды части патрубка расположена система электромагнитов, создающая магнитное поле в потоке. На внутренней поверхности патрубка расположены электроды для контакта с протекающей электропроводящей жидкостью.

Вторичный измерительный преобразователь, обрабатывает сигналы первичного измерительного преобразователя расхода, выполняет математическую обработку результатов измерений, автоматический контроль наличия нештатных ситуаций и отказов, обеспечивает взаимодействие с периферийными устройствами, хранение в энергонезависимой памяти необходимых для работы параметров и результатов измерений, вывод их на устройства индикации.

Блок коммутации представляет собой металлический корпус цилиндрической формы, закрывающийся с двух сторон навинчивающимися металлическими крышками. Блок коммутации крепится к первичному и вторичному измерительному преобразователю с помощью полой металлической стойки. Внутри блока коммутации размещаются модули коммутации, обеспечивающие подключение сигнальных кабелей от первичного измерительного преобразователя и вторичного измерительного преобразователя.

Расходомеры выпускаются в исполнениях, отличающихся:

- конструктивными особенностями (моноблочный или разнесенный конструктив, форм-фактор вторичного преобразователя (Ц-цилиндр, П-параллелепипед), степень защиты, обеспечиваемая оболочкой (код IP));

- способом монтажа на трубопровод (фланцевый, резьбовой/штуцерный, соединение типа «сэндвич»);

- способом вывода информации и управления прибором (наличие или отсутствие символьного индикатора, клавиатуры, токовых, частотных, импульсных, релейных выходов, интерфейсов связи стандартов RS-232, RS-485, HART, USB, Ethernet, ProfiBus, RFID, а также беспроводных интерфейсов Bluetooth и Wi-Fi);

- областью применения в промышленности (общепромышленное, агрессивостойкое, износоустойчивое, пищевое, системы поддержания пластового давления;

- пределами допускаемой погрешности измерений объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости (серии 0,2; 0,35; 0,5; 1,0) и диапазоном объемного расхода жидкости (в соответствии со значением наибольшей скорости потока измеряемой жидкости, м/с – 7, 10, 12).

Исполнения расходомеров обозначаются следующим образом:

Х Х - ХХХ

а б в

а) код по виду исполнения изделия в соответствии с областью применения:

О – общепромышленное;

А – агрессивостойкое;

И – износоустойчивое;

П – для пищевых продуктов;

ВД – для системы поддержания пластового давления.

б) код по способу монтажа на трубопроводе:

Ф – фланцованное;

С – присоединение типа «сэндвич»;

Р – резьбовое.

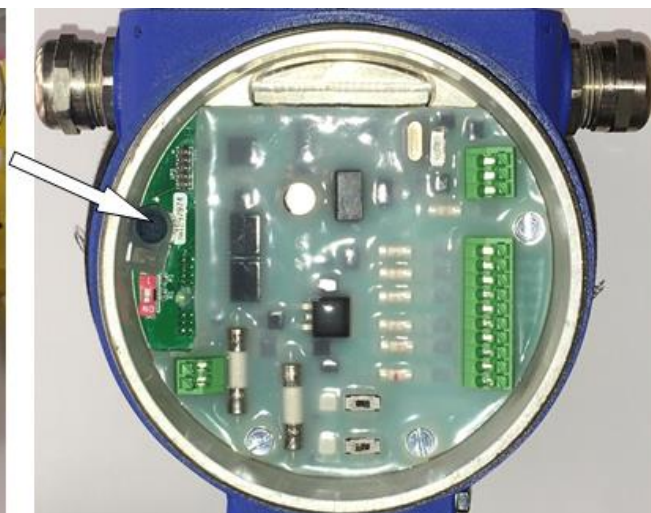
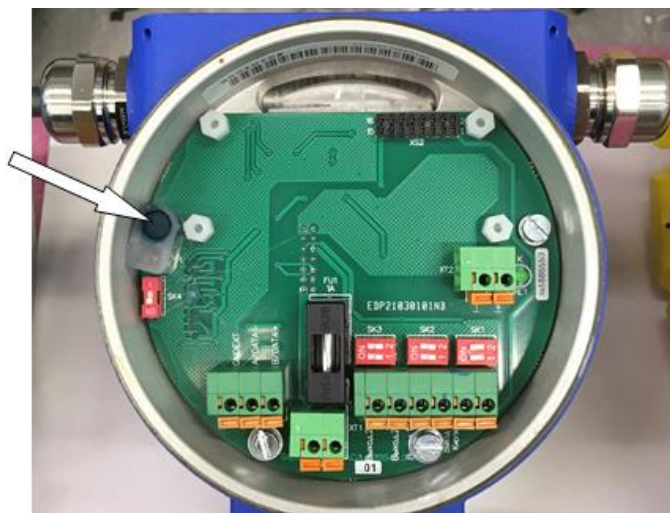
в) диаметр условного прохода (DN) ППРЭ.

Общий вид расходомеров представлен на рисунке 1.



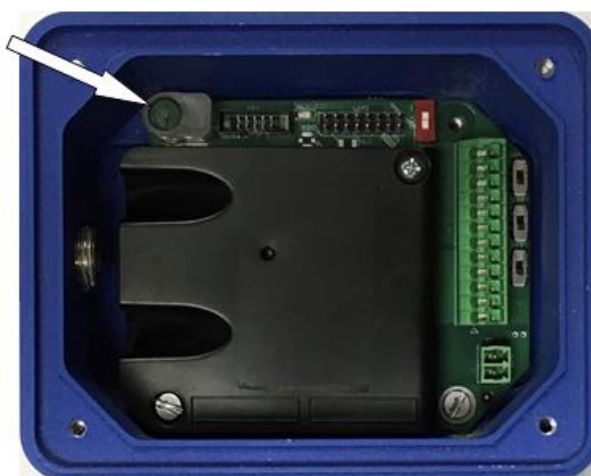
Рисунок 1 – Общий вид расходомеров

Пломбировка от несанкционированного доступа расходомеров осуществляется нанесением знака поверки давлением на пломбировочную мастику, расположенную в пластиковом колпачке на коммутационной плате вторичного измерительного преобразователя, предотвращающий доступ к контактной паре (кнопке) разрешения модификации калибровочных параметров расходомеров. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 2.



а) коммутационная плата расходомеров, форм-фактор вторичного преобразователя Ц

б) коммутационная плата расходомеров с поддержкой HART-интерфейса, форм-фактор вторичного преобразователя Ц



в) коммутационная плата расходомеров, форм-фактор вторичного преобразователя П

Рисунок 2 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки расходомеров

Заводской номер наносится в цифровом формате на маркировочную табличку, закрепленную на верхней (боковой) панели корпуса блока электроники расходомера, методом шелкографии, термопечати, лазерной гравировки и/или металлографии. Обозначение места нанесения заводского номера представлено на рисунке 3.



Рисунок 3 – Обозначение места нанесения заводского номера

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель расходомера методом шелкографии или металлографии. Обозначение места нанесения знака утверждения типа представлено на рисунке 4.



Рисунок 4 – Обозначение места нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомеров встроенное.

Программное обеспечение расходомеров предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, автоматического контроля наличия нестандартных ситуаций и отказов, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти установочных параметров и результатов измерений.

Метрологические характеристики средства измерений нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Защита программного обеспечения расходомеров от несанкционированного доступа осуществляется механическим опломбированием.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ВЗЛЕТ ТЭР
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	не ниже 76.71.01.00
Цифровой идентификатор ПО ¹⁾	—
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение																			
1	2																			
Номинальный диаметр	DN4	DN6	DN10	DN15	DN20	DN25	DN32	DN40	DN50	DN65	DN80	DN100	DN150	DN200	DN250	DN300	DN350	DN400	DN450	DN500
Наименьший измеряемый объемный расход жидкости, м³/ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,011	0,018	0,029	0,045	0,071	0,120	0,180	0,283	0,637	1,132	1,769	2,547	3,467	4,528	5,731	7,075
Наибольший измеряемый объемный расход жидкости при скорости потока измеряемой жидкости $v_{\text{наиб}} 12 \text{ м/с}^{(1)}$, м³/ч	0,54	1,22	3,4	7,65	13,6	21,25	34,8	54,4	85,0	143,65	217,6	340,0	765,0	1360,0	2000	3060,0	4160,1	5433,6	6876,9	8490,0
Наибольший измеряемый объемный расход жидкости при скорости потока измеряемой жидкости $v_{\text{наиб}} 10 \text{ м/с}^{(1)}$, м³/ч	0,45	1,0	2,83	6,37	11,32	17,69	29,0	45,3	70,8	119,6	181,1	283,0	636,8	1132,0	1768,8	2547,0	3466,8	4528,0	5730,8	7075,0
Наибольший измеряемый объемный расход жидкости при скорости потока измеряемой жидкости $v_{\text{наиб}} 7 \text{ м/с}^{(1)}$, м³/ч	0,32	0,71	1,98	4,45	7,92	12,37	20,28	31,68	49,5	83,65	126,72	198,0	445,5	792,0	1238,1	1782,0	2426,7	3169,6	4011,5	4952,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости, %	указано в таблице 3																			

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С изменения температуры от плюс 20 °С в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 0,1$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости от изменения температуры измеряемой среды на каждые 10 °С изменения температуры от плюс 20 °С в диапазоне рабочих температур, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке, объемного расхода жидкости при преобразовании измеренного значения в сигнал постоянного электрического тока, %	$\pm 0,1$
¹⁾ – значение максимальной скорости потока измеряемой жидкости определяется при заказе и указывается в паспорте расходомера-счетчика, м/с.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости

Класс точности	1,0		0,5		0,35		0,2	
Диапазон скорости потока измеряемой жидкости, м/с	менее $0,04 \cdot v_{\text{наиб}}$	от $0,04 \cdot v_{\text{наиб}}$ до $v_{\text{наиб}}$	менее $0,1 \cdot v_{\text{наиб}}$	от $0,1 \cdot v_{\text{наиб}}$ до $v_{\text{наиб}}$	менее $0,03 \cdot v_{\text{наиб}}$	от $0,03 \cdot v_{\text{наиб}}$ до $v_{\text{наиб}}$	менее $0,1 \cdot v_{\text{наиб}}$	от $0,1 \cdot v_{\text{наиб}}$ до $v_{\text{наиб}}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при поверке методом непосредственного сличения (проливным методом), %	$\pm(1,0+0,075/v)$	$\pm 1,0$	$\pm(0,5+0,075/v)$	$\pm 0,5$	$\pm(0,35+0,075/v)$	$\pm 0,35$	$\pm(0,2+0,075/v)$	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности расходомеров при измерении объема жидкости в потоке и объемного расхода жидкости при поверке имитационным методом, %	$\pm(1,5+0,075/v)$	$\pm 1,5$	$\pm(1,0+0,075/v)$	$\pm 1,0$	$\pm(0,85+0,075/v)$	$\pm 0,85$	$\pm(0,7+0,075/v)$	$\pm 0,7$

$v_{\text{наиб}}$ — значение максимальной скорости потока измеряемой жидкости, указывается в паспорте расходомера, м/с;
 v — безразмерная величина, численно равная значению скорости потока жидкости в проточной части расходомера.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	жидкость (вода питьевая, вода техническая, вода промышленная, сточные воды, спиртосодержащие жидкости, пищевые продукты, солевые, щелочные и кислотные растворы, неагрессивные к компонентам расходомера)
Удельная электрическая проводимость, См/м, не менее	$5 \cdot 10^{-5}$
Температура измеряемой среды, °C	от -30 до +180
Давление измеряемой среды, МПа ¹⁾ , не более	1,6; 2,5; 4,0; 25,0
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 22 до 26
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Параметры выходных сигналов: – импульсно-частотный, Гц – аналоговый постоянного тока, мА – цифровой выход, протокол	от 0 до 2000 0-5; 0-20; 4-20 RS-232, RS-485, HART, USB, Ethernet, ProfiBus, RFID, Bluetooth, Wi-Fi
Габаритные размеры ¹⁾ , мм, не более – высота – ширина – длина	673 730 650
Масса ¹⁾ , кг, не более	213
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха при температуре +35 °C, % – атмосферное давление, кПа	от – 40 до + 70 95 от 84 до 106,7
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	100 000
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65; IP67; IP68; IP66/IP67; IP66/IP68
¹⁾ – конкретное значение указано в паспорте	

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель расходомера методом шелкографии или металлографии, а также в центр титульных листов руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер-счетчик электромагнитный	ВЗЛЕТ ТЭР	1 шт.
Паспорт	ШКСД.407212.002 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.5 «Устройство и работа» эксплуатационного документа ШКСД.407212.002 РЭ Расходомеры-счетчики электромагнитные ВЗЛЕТ ТЭР. Руководство по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. №256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

ШКСД.407212.002 ТУ Расходомеры-счетчики электромагнитные ВЗЛЕТ ТЭР.
Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Взлет» (АО «Взлет»)

ИНН 7826013976

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7(800) 333-888-7, факс: +7(812) 499-07-38

Web-сайт: www.vzljot.ru

E-mail: mail@vzljot.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод Взлет» (ООО «Завод Взлет»)

ИНН 7805685092

Адрес: 198097, г. Санкт-Петербург, ул. Трефолева, д. 2, лит. БМ

Телефон: +7(800) 333-888-7, факс: +7(812) 499-07-38

Web-сайт: www.vzljot.ru

E-mail: mail@vzljot.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им.Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал
ФГУП «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7«а»

Телефон: +7(843) 272-70-62, факс: +7(843) 272-00-32

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
№RA.RU.310592.

