

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

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.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод"	Обозначение отсутствует	Е	84557-22	ЕСЭ-014	Акционерное общество "РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод" (АО "РУСАЛ Новокузнецк"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	Акционерное общество "РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод" (АО "РУСАЛ Новокузнецк"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ОС	МП ЕСЭ-014-2021	4 года	Акционерное общество "РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод" (АО "РУСАЛ Новокузнецк"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	ФБУ "Кузбасский ЦСМ", Кемеровская область - Кузбасс, г. Кемерово	22.12.2021
2.	Устройства центральные процессорные системы управления	B&R X20	С	84558-22	X20CP1381-RT зав. № E35D0168648, X20CP1382 зав. № DABB0188408, X20CP1301 зав. №№ E35B0179506, E35B0179515, E35D0175209	Фирма B&R Industrial Automation GmbH, Австрия	Фирма B&R Industrial Automation GmbH, Австрия	ОС	МИ 2539-99	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Б+Р Промышленная Автоматизация" (ООО "Б+Р Промышленная	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	25.06.2021

											Автоматизация"), г. Москва		
3.	Счетчики газа барабанные	SHINAGAWA W	C	84559-22	547096, P00002, P00037, P00038	Компания "Shinagawa Corporation", Япония	Компания "Shinagawa Corporation", Япония	ОС	МП 2550-0385-2021	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Невалайн" (ООО "Невалайн"), г. Санкт-Петербург	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	23.12.2021
4.	Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов	"RISO"	E	84560-22	QW-21-01, QW-21-02	Общество с ограниченной ответственностью "Центр метрологической экспертизы" (ООО "Центр метрологической экспертизы"), г. Казань	Общество с ограниченной ответственностью "Центр метрологической экспертизы" (ООО "Центр метрологической экспертизы"), г. Казань	ОС	МП 1405/1-311229-2021	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Криогазтех" (ООО "Криогазтех"), г. Санкт-Петербург	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	14.05.2021
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП "Похвистнево-энерго" для электрообеспечения потребителей ООО "Тольятти-Энерго"	Обозначение отсутствует	E	84561-22	001/21	Общество с ограниченной ответственностью "ТольяттиЭнерго-Сбыт" (ООО "ТЭС"), Самарская обл., г. Тольятти	Общество с ограниченной ответственностью "ТольяттиЭнерго-Сбыт" (ООО "ТЭС"), Самарская обл., г. Тольятти	ОС	МП 26.51.43/71/21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ТольяттиЭнерго-Сбыт" (ООО "ТЭС"), Самарская обл., г. Тольятти	ФБУ "Самарский ЦСМ", г. Самара	01.10.2021

	Сбыт"												
6.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Сосновское ЛПУ МГ КС "Сосновская"	Обозначение отсутствует	Е	84562-22	19.001-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-393-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	29.10.2021
7.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения	Обозначение отсутствует	Е	84563-22	203	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), Республика Башкортостан, г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Заполярье" (ООО "Газпромнефть-Заполярье"), Тюменская обл., г. Тюмень	ОС	НА.ГНМЦ. 0639-21 МП	1 год	Акционерное общество "Нефтеавтоматика" (АО "Нефтеавтоматика"), Республика Башкортостан, г. Уфа	АО "Нефтеавтоматика", Республика Татарстан, г. Казань	09.11.2021
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	84564-22	182	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312601-0027.21	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУС-ЭНЕРГО-СБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "ИИГ "КАРНЕОЛ", Челябинская обл., г. Магнитогорск	12.11.2021

	(АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР-ГОСБЫТ" для энерго-снабжения ОАО "РЖД" в границах Омской области												
9.	Анемометры ручные ультразвуковые	АРУ	С	84565-22	00007	Общество с ограниченной ответственностью "ОКБ Бурстройпроект" (ООО "ОКБ Бурстройпроект"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ОКБ Бурстройпроект" (ООО "ОКБ Бурстройпроект"), г. Москва	ОС	МП 254-0129-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ОКБ Бурстройпроект" (ООО "ОКБ Бурстройпроект"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	13.12.2021
10.	Тахеометр электронный	NET05 AXII	Е	84566-22	KG 0308	Фирма "TOPCON CORPORATION", Япония	Фирма "TOPCON CORPORATION", Япония	ОС	651-21-060 МП	1 год	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области" (ФБУ "Самарский ЦСМ"), г. Самара	ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево	01.11.2021
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммер-	Обозначение отсутствует	Е	84567-22	03.003-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром	ОС	МП-380-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энер-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	08.10.2021

	ческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-11					энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург				го" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-2	Обозначение отсутствует	E	84568-22	03.001-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-386-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	08.10.2021
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-8	Обозначение отсутствует	E	84569-22	03.002-2021	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ОС	МП-379-RA.RU.310 556-2021	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	08.10.2021
14.	Комплекс	Обозначение	E	84570-22	1	Мичуринское	Мичуринское	ОС	МП 208-	1 год	Мичуринское	ФГБУ	20.12.2021

	измерительный АНП ЛПДС "Воронеж"	чение отсутствует				районное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транснефть - Дружба"), г. Мичуринск, Тамбовская обл.	районное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транснефть - Дружба"), г. Мичуринск, Тамбовская обл.		041-2021		районное управление филиал Акционерного общества "Транснефть - Дружба" (МРУ АО "Транснефть - Дружба"), г. Мичуринск, Тамбовская обл.	"ВНИИМС", г. Москва	
15.	Система измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей	Обозначение отсутствует	Е	84571-22	503	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие ОЗНА - Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА - Инжиниринг"), Республика Башкортостан, г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие ОЗНА - Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА - Инжиниринг"), Республика Башкортостан, г. Уфа	ОС	МП 1335-9-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное предприятие ОЗНА - Инжиниринг" (ООО "НПП ОЗНА - Инжиниринг"), Республика Башкортостан, г. Уфа	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им.Д.И.Менделеева", г. Казань	26.11.2021
16.	Устройства сбора и передачи данных	ЛЭРС СИ-4	С	84572-22	000001, 000002, 000003	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЭРС-КОМ" (ООО "ЛЭРС-КОМ"), г. Хабаровск	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЭРС-КОМ" (ООО "ЛЭРС-КОМ"), г. Хабаровск	ОС	МП 206.1-073-2021	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "ЛЭРС-КОМ" (ООО "ЛЭРС-КОМ"), г. Хабаровск	ФГУП "ВНИИМС", г. Москва	23.08.2021

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84572-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства сбора и передачи данных ЛЭРС СИ-4

Назначение средства измерений

Устройства сбора и передачи данных ЛЭРС СИ-4 (далее – УСПД) предназначены для счета количества импульсов, полученных от средств измерений (далее – СИ) с импульсным выходным сигналом, сохранения получасовых архивов количества импульсов, передачи архивов с привязкой ко времени через интерфейс UART средствам передачи данных для дальнейшей передачи во внешние измерительные системы (далее – система).

Описание средства измерений

УСПД конструктивно выполнены в корпусе с выводами для подключения СИ, внешнего питания и интерфейсов, и представляют собой программируемые микропроцессорные контроллеры, включающие в себя следующие программные и аппаратные средства:

- входы, предназначенные для подключения СИ с импульсными выходами;
- каналы счета импульсов, поступающих от СИ;
- запоминающее устройство для хранения получасовых, суточных, месячных архивов количества импульсов с привязкой ко времени;
- часы, предназначенные для привязки архивов к временной шкале с возможностью синхронизации от системы;
- интерфейс UART для чтения архивов, состояния тревожных входов, состояния линии при подключении СИ с выходом NAMUR, синхронизации времени и запуск счета;

Принцип действия УСПД состоит в вычислении текущего времени встроенными в микропроцессор часами реального времени имеющих корректор частоты 512 Гц используемой для хода часов, счета импульсов, поступающих на импульсные входы УСПД, хранения и передаче результатов измерений в системы.

В УСПД реализованы функции:

- передачи результатов измерений
- передачи состояния тревожных входов
- контроль состояния линии стандарта NAMUR
- корректировки текущего времени по команде системы через интерфейс UART;
- запуска счета импульсов для синхронизации показаний СИ и системы.

Для ограничения доступа в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, все СИ, подключаемые, к УСПД, пломбируются в соответствии с технической и эксплуатационной документацией на них, линии связи пломбируются в местах, где возможны несанкционированные настройки и вмешательства в результаты измерений.

Заводской номер УСПД наносится способом УФ-печати (ультрафиолетовая печать) на корпус.

Знак поверки наносится в паспорте и (или) свидетельстве о поверке и винте крепящем корпус УСПД.

Общий вид и схема пломбировки УСПД показаны на рисунке 1.



Рисунок 1

Программное обеспечение

УСПД имеют встроенное программное обеспечение (ПО), которое устанавливается (прошивается) в интегрированной памяти УСПД при изготовлении и процессе эксплуатации не может быть изменено, т.к. пользователь не имеет к нему доступа.

ПО предназначено для сбора, архивирования, передачи архивов в систему.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЛЭРС СИ-4
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.3
Цифровой идентификатор ПО	—*
* Данные недоступны, так как данное ПО не может быть модифицировано, загружено или прочитано через какой-либо интерфейс после опломбирования.	

Нормирование метрологических характеристик УСПД проведено с учетом влияния ПО. Конструкция УСПД исключает возможность несанкционированного влияния на ПО УСПД и измерительную информацию. Уровень защиты ПО и измерительной информации от преднамеренных и непреднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – высокий.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – метрологические и технические характеристики УСПД

Параметр	Значение параметра
Датчик магнитного поля на основе датчика Холла, шт.	1
Количество тревожных входов, шт.	2
Количество импульсных входов, шт.	4
Параметры входных импульсов: - диапазон частоты следования, Гц - длительность замкнутого и разомкнутого состояния входа не менее, мс	от 0 до 200 2
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования (счет количества импульсов) на каждые 10000 импульсов, %*	$\pm 0,01$
Максимальная емкость УСПД по каждому импульсному входу, импульсов	$2^{32}-1$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности опорной частоты внутренних часов	$\pm 5 \cdot 10^{-4}$
Срок службы внешнего литиевого источника питания типа 14505	до 6 лет
Рабочие условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности окружающей среды при 35 °С, %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа	от -40 до +70 95 от 84 до 106
Напряжение электропитания, В: - от внешнего источника питания	3,6 В
Ток потребления, мкА: - в режиме покоя (отсутствуют импульсы и обмен данными) - в режиме максимального потребления (4 входа «сухой контакт» или открытый коллектор) - в режиме максимального потребления (4 входа NAMUR)	7 50 230
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм	41x10x35
Масса, кг, не более	0,012
Степень защиты по ГОСТ 14254-96	IP20
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000
* Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразования нормированы для каждого импульсного входа.	

Знак утверждения типа

наносится на корпус УСПД методом фотолитографии или другим способом, не ухудшающим качество, на титульных листах паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность УСПД

Наименование	Количество
Устройство сбора и передачи данных ЛЭРС СИ-4	1 шт.
Паспорт	1 экз.
Руководство по эксплуатации	на сайте производи- теля
Методика поверки	на сайте производи- теля

Нормативные документы, устанавливающие требования к УСПД

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия;
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие техни-
ческие условия;
Технические условия ТУ 26.51.66-001-40917984-2021.

Сведения о методиках (методах) измерений

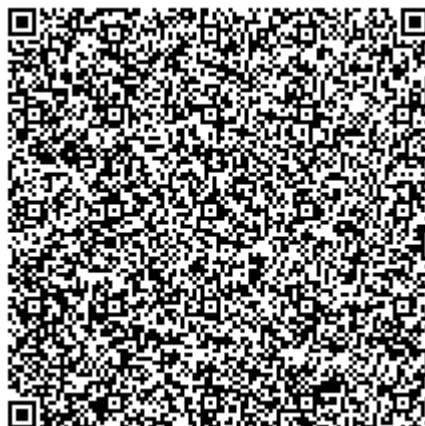
Приведены в руководстве по эксплуатации, раздел 1.4 «Устройство и работа».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛЭРС-КОМ» (ООО «ЛЭРС-КОМ»)
Адрес: 680033, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, 221-А, оф. 306
ИНН: 2723031822
Тел. +7 (4212) 72-55-01, +7 (4212) 72-55-03, факс +7 (4212) 72-55-02
E-mail: info@lers.ru
Web-сайт: <http://www.lers.ru>

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологической службы»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46, ФГУП «ВНИИМС»
ИНН: 7736042404
Телефон (495) 437-55-77, факс: (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84571-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти, транспортируемой по трубопроводу.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением массового расходомера. Выходные сигналы измерительного преобразователя массового расходомера поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Масса нетто нефти определяется как разность массы брутто нефти и массы балласта. Масса балласта определяется расчетным методом по результатам измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой концентрации хлористых солей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного производства. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

В составе СИКН применены следующие средства измерений утвержденных типов:

- расходомер массовый Promass F 300, тип зарегистрирован в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под (далее по тексту – рег.) № 68358-17;
- преобразователь давления измерительный EJ*, рег. № 59868-15;
- датчик температуры ТСПТ, рег. № 75208-19;
- влагомер сырой нефти ВСН-2 (далее - ВП), рег. № 24604-12;
- термометр биметаллический показывающий ТБП, рег. № 51087-12;
- манометры МП показывающие и сигнализирующие, рег. № 59554-14;
- комплекс измерительно-вычислительный расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее - ИВК), рег. № 52866-13;

Вспомогательные устройства и технические средства:

- пробозаборное устройство щелевого типа для ручного отбора проб;
- фильтр сетчатый с быстросъемной крышкой;
- узел подключения передвижной поверочной установки;
- запорная и регулирующая арматура.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН указан в паспорте и на фирменной табличке СИКН.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.
Внешний вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Внешний вид СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК) обеспечивает реализацию функций СИКН.

ПО не оказывает влияния на метрологические характеристики СИКН.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
	ПО ИВК
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4069091340

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические свойства измеряемой среды, приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода*, т/ч ($\text{м}^3/\text{ч}$)	от 9 (10) до 95 (100)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	$\pm 0,35$
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон температуры нефти, °С	от +10 до +40
Диапазон рабочего давления нефти, МПа	от 0,6 до 0,8
Диапазон плотности нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$	от 900 до 950
Кинематическая вязкость нефти при 20 °С, сСт ($\text{мм}^2/\text{с}$), не более	300
Массовая доля воды в нефти, %	от 0 до 0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,007
Содержание хлористых солей в нефти, $\text{мг}/\text{дм}^3$, не более	2,7
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 $\pm$ 38 (трехфазное), 220 $\pm$ 22 (однофазное) 50 $\pm$ 1
Климатические условия эксплуатации СИКН: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -56 до +34 95 от 84 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится в нижней части титульного листа руководства по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей, заводской № 503	СИКН-0,8-100-ХЛ1-С5	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ОИ 503.00.00.00.000 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/9409-21).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти с подземных емкостей

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

Изготовитель

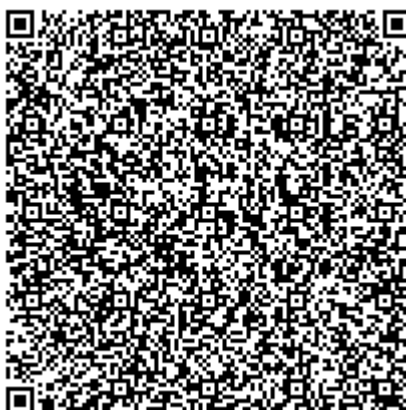
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие ОЗНА – Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА – Инжиниринг»)
ИНН: 0278096217
Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, 205а
Телефон: +7(347) 292-79-10
Факс: +7(347) 292-79-15
E-mail: ozna-eng@ozna.ru

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расхонометрии – 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
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843)272-00-32
E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц ВНИИР- филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU 310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84570-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительный АНП ЛПДС «Воронеж»

Назначение средства измерений

Комплекс измерительный АНП ЛПДС «Воронеж» (далее – комплекс) предназначен для измерений и регистрации объема светлых нефтепродуктов при их наливе в автоцистерны.

Описание средства измерений

Принцип работы комплекса состоит в обработке сигналов от счетчика жидкости и их преобразовании в значение объема нефтепродукта.

В состав комплекса входят:

- пять наливных стояков на базе АСН –5М;
- устройство сбора, обработки и регистрации информации на базе персонального компьютера и программируемого логического контроллера NPA-2005 (далее – УОИ);
- устройство силовой автоматики и щит автоматики;
- АРМ налива с программным обеспечением.

В состав каждого наливного стояка АСН –5М входят:

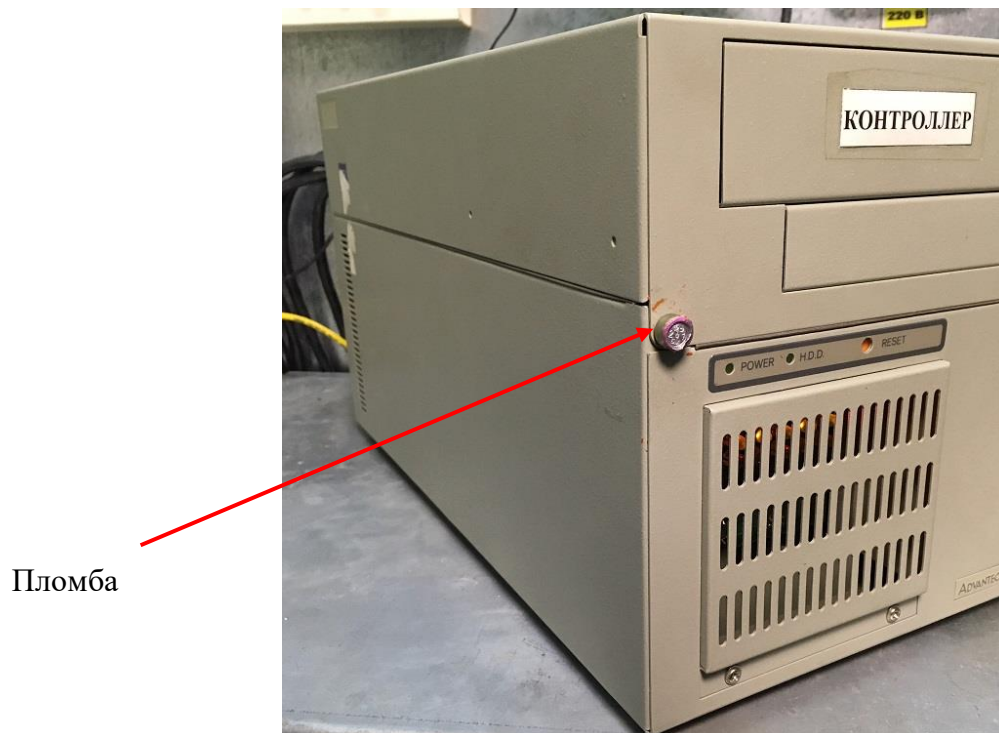
- счетчик жидкости ППВ-100-1,6, далее – счетчик жидкости;
- устройство съема сигнала УСС-Б-25, далее – УСС;
- фильтр для очистки нефтепродукта от посторонних примесей;
- агрегат электронасосный;
- датчик перелива;
- две кнопки аварийной остановки налива (одна расположена в верхней части наливной арматуры, другая – в нижней);
- электроуправляемый клапан-отсекатель;
- наливная арматура из труб, связанных герметичными шарнирными соединениями, дающими возможность центрирования наливной трубы по отношению к горловине автоцистерны.

Перед наливом нефтепродукта в автоцистерну в АРМ налива оператор задает номер наливного стояка и необходимый для налива объем нефтепродукта. При наливе нефтепродукт из резервуара с помощью электронасоса под давлением подается через фильтр, электроуправляемый клапан, счетчик наливного стояка в автоцистерну. Во время налива нефтепродукта в автоцистерну счетчик жидкости проводит измерения объема нефтепродукта. УСС преобразует измеренное счетчиком жидкости значение объема нефтепродукта в импульсный сигнал, который передается в УОИ и далее в АРМ налива. Результаты измерения объема нефтепродукта используются управляющим контроллером для пуска, регулировки расхода и окончания операции налива автоцистерны с помощью электроуправляемого клапана. Датчик перелива контролирует максимально допустимый уровень нефтепродукта в автоцистерне при ее наливе.

Комплекс позволяет регистрировать объем нефтепродукта по каждой автоцистерне, выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчеты и выдавать их на печать.

Измеренная и вычисленная информация может храниться в течение одного года и может быть записана по часам, суткам, неделям или месяцам, а также быть передана по сети ETHERNET.

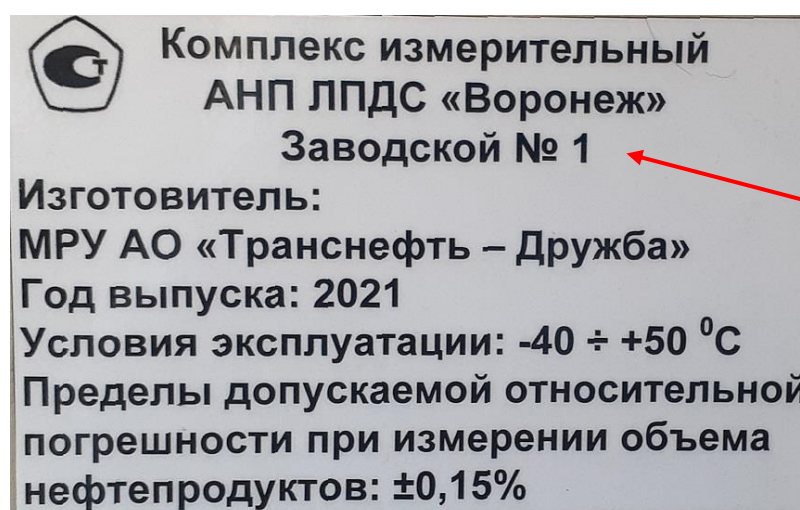
Место нанесения пломбы на контроллер изображено на рисунке 1, внешний вид таблички с заводским номером изображен на рисунке 2.



Пломба

Рисунок 2 – Пломбирование контроллера NPA-2005

Места пломбирования счетчиков жидкости и УСС приведены в описании типа счетчиков жидкости СЖ (Регистрационный номер 59916-15).



Заводской номер

Рисунок 2 – Внешний вид таблички с заводским номером

Пластиковая табличка с заводским номером расположена на шкафе с контроллером. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Программное обеспечение комплекса состоит из программного обеспечения контроллера и программного обеспечения АРМ налива.

Программное обеспечение контроллера предназначено для измерения количества импульсов от счетчиков жидкости, обмена информацией с АРМ налива, формирования управляющих сигналов на начало и окончание отпуска нефтепродукта. Программное обеспечение контроллера является метрологически значимым. Программное обеспечение контроллера не имеет идентификационных данных и проверяется при проведении поверки комплекса.

Программное обеспечение АРМ налива предназначено для обработки измерительной информации от контроллера, вычисления объема нефтепродукта, формирования заданий на отпуск нефтепродукта, хранения результатов измерений. Программное обеспечение АРМ налива разделено на метрологически значимую часть ПО и метрологически незначимую часть ПО. Идентификация ПО АРМ налива проводится с помощью номера версии программного обеспечения, отображаемого на показывающем устройстве АРМ налива.

Для защиты от несанкционированного доступа к ПО комплекса доступ к контроллеру ограничен пломбой, доступ в режим настройки ограничен паролем.

Таблица 1 – Идентификационные данные комплекса (АРМ налива)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	АРМ налива
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0.3.1725
Цифровой идентификатор ПО (CRC 32)	A3D78C7A

Защита ПО комплекса от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по п. 4.5 Р 50.2.077-2014. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда (нефтепродукты)	дизельное топливо
Количество наливных стояков	5
Диапазон температуры нефтепродукта, °С	от -15 до +25
Максимальное давление нефтепродукта, МПа	0,35
Диапазон плотности нефтепродукта, кг/м ³	от 800 до 865
Диапазон вязкости нефтепродукта, сСт	от 0,55 до 6,0
Минимальный объем нефтепродукта при отпуске, л	2000
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объема нефтепродукта, %	±0,15
Температура окружающей среды, °С: - счетчики жидкости - контроллер - АРМ налива	от -40 до +50 от +10 до +35 от +15 до +25
Электропитание: - напряжение, В - частота, Гц	380(+10%/-15%) 50±1
Габаритные размеры и масса на составные части комплекса приведены в эксплуатационной документации.	

Знак утверждения типа

наносится на табличку методом печати и титульные листы руководства по эксплуатации и формуляров типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный АНП ЛПДС «Воронеж», заводской номер 1		1
Руководство по эксплуатации		1
Формуляр на наливной стояк		5
Руководство оператора	ЭД13-01-2.5.0	1
Методика поверки	МП 208-041-2021	1
Документация на составные части системы		1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 2.4 руководства по эксплуатации комплекса.

Нормативные документы, устанавливающие требования к комплексу измерительному АНП ЛПДС «Воронеж»

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 № 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»

Изготовитель

Мичуринское районное управление филиал АО «Транснефть – Дружба» (МРУ АО «Транснефть – Дружба»).

393760, Тамбовская обл., г. Мичуринск, ул. Марата, д. 162 «Б»

ИНН 3235002178

Тел: 8-475-455-35-45

E-mail: office@brn.transneft.ru

Испытательный центр

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

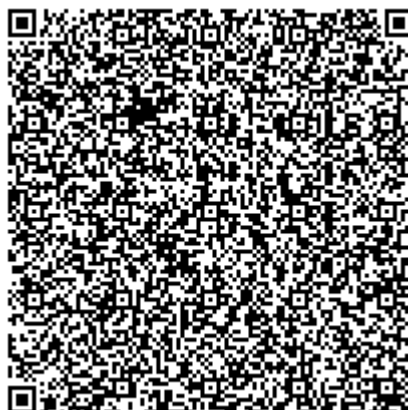
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГБУ «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84569-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы с сервера баз данных на АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
3	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
4	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 15	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
5	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 17	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
6	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
7	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 20	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
8	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 18	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
9	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
10	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
11	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 14	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 25433-03	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
12	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
13	ПС 110/6 кВ УГП-8, ЗРУ-6 кВ, яч. 4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1, 9, 11	0,50	±2,3	±2,0	±1,9	±1,9	±1,5	±1,3	±1,5	±1,3
	0,80	±1,7	±2,4	±1,4	±2,1	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,87	±1,6	±2,6	±1,4	±2,3	±1,0	±1,8	±1,0	±1,8
	1,00	±1,4	-	±0,9	-	±0,9	-	±0,9	-
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W^A} \%$	$\delta_{W^P} \%$	$\delta_{W^A} \%$	$\delta_{W^P} \%$	$\delta_{W^A} \%$	$\delta_{W^P} \%$	$\delta_{W^A} \%$	$\delta_{W^P} \%$
1, 9, 11	0,50	±2,7	±3,2	±2,3	±3,2	±2,1	±3,0	±2,1	±3,0
	0,80	±2,1	±3,5	±2,0	±3,4	±1,7	±3,1	±1,7	±3,1
	0,87	±2,1	±3,7	±1,9	±3,5	±1,7	±3,2	±1,7	±3,2
	1,00	±2,0	-	±1,2	-	±1,2	-	±1,2	-
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-

Примечание:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{W^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{W^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30

Наименование характеристики	Значение
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации	100
Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.053.2.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-8. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	5
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики	AS1440-512-RAL-P3W-B	13
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УПП-8. Формуляр	АУВП.411711.053.2.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-8 » Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-8

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Межгосударственный стандарт. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

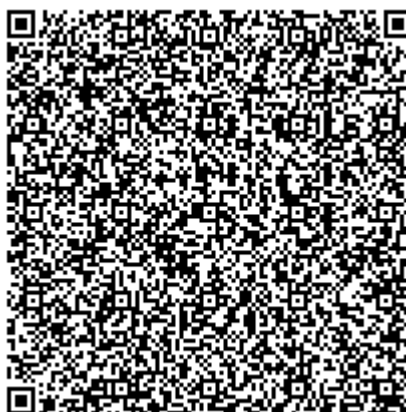
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84568-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

–дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИВК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 30	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 28	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
3	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 26	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
4	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 24	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
5	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
6	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
7	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 4	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
8	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 3	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
9	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 5	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
10	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 17	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
11	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 19	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
12	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 21	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	
13	ПС 110/6 кВ УГП-2, ЗРУ-6 кВ, яч. 25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 25433-11	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 6000/ 100 Рег. № 11094-87	AS1440-512-RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48535-11	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
2	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
1, 3- 13	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
2	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
1, 3- 13	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-

Примечание:

Пределы поправок часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ± 5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{W_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{W_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	13
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;

– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.053.1.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-2. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	16
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики	AS1440-512-RAL-P3W-B	13
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-2. Формуляр	АУВП.411711.053.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-2» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УПП-2

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Межгосударственный стандарт. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

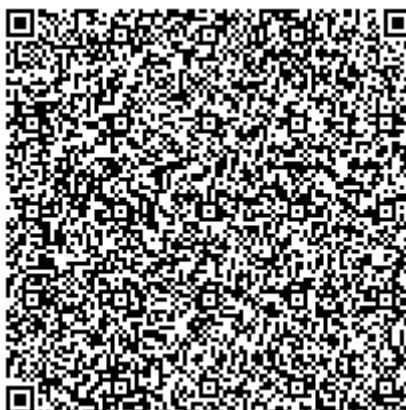
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84567-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-11

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-11 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналообразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

–средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

–периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;

–автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;

–хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;

–автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;

–перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;

–формирование отчетных документов;

–ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;

–конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;

–сбор и хранение журналов событий счетчиков;

–ведение журнала событий ИБК;

–синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;

–аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

–самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

–дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;

- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;

- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

–посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;

–посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;

–посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

–посредством наземного канала связи E1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы с сервера баз данных на АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 29	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
2	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 27	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 25433- 03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	
3	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 23	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	
4	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 15	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	
5	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 13	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	
6	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 11	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	
7	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 9	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094- 87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
8	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 7	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
9	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 8	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
10	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 10	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
11	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 12	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
12	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 18	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
13	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 20	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 7069-79	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
14	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 22	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	
15	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 28	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 200/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535-11	

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
16	ПС 220/110/6 кВ "Оленья", ЗРУ-6 кВ, яч. 30	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2473-69	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	AS1440-512- RAL-P3W-B Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 48535- 11	ССВ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
2, 15	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
1, 3-14, 16	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
2, 15	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
1, 3-14, 16	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-

Примечания к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;
 I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;
 I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;
 I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;
 $I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;
 $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 $\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °C:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:
– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
– резервный сервер с установленным специализированным ПО;
– резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий:

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и

соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

– защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на Сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.053.3.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-11. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	16
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
Счетчики	AS1440-512-RAL-P3W-B	16
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром добыча Уренгой" УГП-11. Формуляр	АУВП.411711.053.3.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-11» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром добыча Уренгой» УГП-11

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Межгосударственный стандарт. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84566-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахеометр электронный NET05AXII

Назначение средства измерений

Тахеометр электронный NET05AXII (далее – тахеометр) предназначен для высокоточных измерений длин (приращений координат), горизонтальных и вертикальных плоских углов, в том числе применяемых при определении координат пунктов при геодезических построениях.

Описание средства измерений

Принцип действия тахеометра основан на измерении углов поворота линии визирования зрительной трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях с возможностью одновременного измерения расстояний до объектов вдоль линии визирования для определения координат объекта. Принцип действия угломерной системы основан на использовании фотоэлектрических угловых энкодеров горизонтального и вертикального углов. В лазерном дальномере реализован метод, использующий измерение разности фаз излучаемого и отраженного модулированного лазерного излучения. Проведение измерений расстояний возможно с использованием призмённых или плёночных отражателей или в безотражательном режиме (по диффузному отражению поверхности объекта).

Длина волны излучения лазерного дальномера в режиме измерения расстояний составляет 690 нм, класс 1; в режиме автонаведения и автослежения - 980 нм, класс 1, в соответствии со стандартом IEC 60825-1 «Безопасность лазерных изделий».

Конструктивно элементы тахеометра размещены в пылевлагозащищенном корпусе, установленном на съемный трегер. На лицевой панели корпуса расположены сенсорный графический дисплей и кнопки управления функциями тахеометра. На правой стенке корпуса размещены ручки управления сервоприводами наведения в горизонтальном и вертикальном направлениях. В нижней части корпуса находятся аккумуляторный и интерфейсный отсеки. Тахеометр оснащен компенсатором углов наклона, а также оптическим отвесом. Тахеометр имеет моторизованный привод и автоматические функции наведения на центр призмы, слежения за центром призмы и нахождения призмы. Тахеометр оснащен интерфейсами обмена данными Bluetooth Class 1 и USB 2.0.

Тахеометр может быть использован:

- для определения координат пунктов при геодезических построениях, а также для их передачи нижестоящим по поверочным схемам эталонам и рабочим средствам измерений при проведении калибровки, поверки, аттестации испытательного оборудования и испытаниях средств измерений в целях утверждения их типа;

- при создании и обновлении государственных топографических карт и планов в графической, цифровой, фотографической и иных формах.

Общий вид тахеометра с указанием места нанесения знака утверждения типа приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на тахеометр не предусмотрено.

Заводской номер тахеометра размещается на корпусе тахеометра в виде наклейки типографским способом.



Рисунок 1 - Общий вид тахеометра с указанием места нанесения знака утверждения типа

Пломбирование крепёжных винтов корпуса не производится, ограничение доступа к узлам обеспечено конструкцией крепёжных винтов, которые могут быть сняты только при наличии специальных ключей. Все внутренние винты залиты специальным лаком.

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (далее – ПО) MAGNET Field предназначено для обеспечения взаимодействия узлов тахеометра, обработку измерительной информации, отображения результатов измерений на дисплее и их экспорт по интерфейсным каналам.

Средства для программирования или изменения метрологически значимых функций отсутствуют.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MAGNET Field
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.7.1
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	7B41C07
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений углов, градус ¹⁾ горизонтальных вертикальных	от 0 до 360 от -41 до +90
Доверительные границы допускаемой абсолютной погрешности измерений углов (при доверительной вероятности 0,997), секунда	±0,5
Диапазон измерений расстояний, м стандартная призма	от 1,3 до 3500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояний, мм стандартная призма	$\pm(0,2 + 0,5 \cdot 10^{-6} \cdot L)$ ²⁾
¹⁾ Здесь и далее по тексту: градус, секунда и минута – единицы измерений плоского угла.	
²⁾ Где L - измеряемое расстояние, мм.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон компенсации компенсатора, минута	±6
Напряжение питания постоянного тока, В внутренний литий-ионный аккумулятор BDC70	7,2
Диапазон рабочих температур, °C	от -20 до +50
Габаритные размеры, мм, не более длина ширина высота	230 196 393
Масса, кг, не более	6,8

Знак утверждения типа

наносится на боковую панель тахеометра в виде наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации в виде наклейки или типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность тахеометра

Наименование	Обозначение	Количество
Тахеометр электронный	NET05AXII, зав. № KG 0308	1 шт.
Трегер		1 шт.
Перо для сенсорного дисплея		1 шт.
Аккумулятор	BDC70	2 шт.
Зарядное устройство	CDC68/68A	1 шт.
Кабель передачи данных		2 шт.
Комплект инструментов для юстировки		1 шт.
Транспортировочный футляр		1 шт.
Тахеометр электронный NET05AXII. Руководство по эксплуатации		1 экз.
Тахеометр электронный NET05AXII. Паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главах 12 и 13 документа «Тахеометр электронный NET05AXII. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к тахеометру электронному NET05AXII

Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г. № 2831 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных измерений»

Приказ Росстандарта от 26 ноября 2018 г. № 2482 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений единицы плоского угла»

Изготовитель

Фирма «TOPCON CORPORATION», Япония

Адрес: 75-1 Hasunuma-cho, Itabashi-ku, Tokyo, Japan

Телефон: +31-10-4585077

Web-сайт: www.topcon.co.jp

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

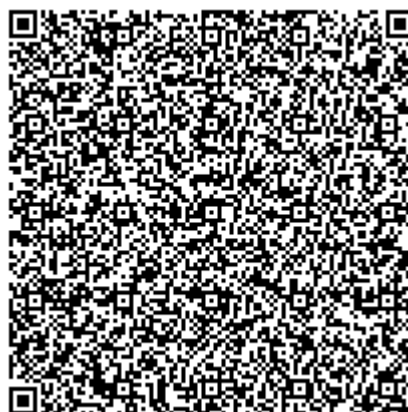
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, пром-зона ФГУП ВНИИФТРИ

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30002-13 от 11.05.2018



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84565-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анемометры ручные ультразвуковые АРУ

Назначение средства измерений

Анемометры ручные ультразвуковые АРУ (далее – анемометры АРУ) предназначены для измерений скорости и направления воздушного потока.

Описание средства измерений

Принцип действия анемометров АРУ основан на изменении времени распространения ультразвукового сигнала между излучателем и приемником в зависимости от скорости и направления воздушного потока (ветра).

Конструктивно анемометры представляют собой единый корпус, в верхней части которого в полости размещены ультразвуковые преобразователи, а также модуль отображения и вывода информации, в состав которого входит OLED-дисплей. Нижняя часть корпуса представляет из себя резиновую ручку, внутри которой размещен аккумулятор типа 18650.

Для измерений используются четыре ультразвуковых преобразователя, работающими парами (два на два), которые выполняют двойную функцию передачи и приема ультразвукового сигнала. В процессе измерений происходит определение времени, за которое ультразвуковой сигнал преодолевает расстояние между излучателем и приемником. При отсутствии воздушного потока (ветра) значения временных интервалов между парами будут одинаковыми, если скорость ветра отлична от нуля, то в каждой паре одно из измеренных значений времени будет отличаться от другого в следствии влияния воздушного потока на скорость распространения ультразвуковых сигналов в воздухе. Сравнение полученных значений позволяет определить скорость и направление ветра. Полученные значения преобразовываются микропроцессором в значения скорости и направления воздушного потока и выводятся на дисплей АРУ.

Анемометры АРУ питаются от аккумулятора типа 18650 (ЛИА-1,5ЭС), аккумуляторы заряжаются с помощью зарядного устройства от источника питания переменным током от 110 до 230 В и частотой 50/60 Гц.

Знак поверки, при необходимости, наносится на свидетельство о поверке (при его оформлении) и/или в паспорт.

Заводской номер анемометров АРУ наносится виде этикетки с нанесенной на нее сведениями лазерным принтером и закатанной под пленку для ламинирования.

Внешний вид анемометров АРУ представлен на рисунке 1. На рисунке 2 представлен внешний вид зарядного устройства. Пломбирование анемометров АРУ не производится.



а) Вид спереди



б) Вид сзади

Рисунок 1 – Внешний вид анемометров АРУ



а) Вид спереди



б) Вид сзади

Рисунок 2 – Зарядное устройство для анемометров АРУ

Программное обеспечение

Анемометры АРУ имеют встроенное программное обеспечение (ПО), которое обеспечивает преобразование и отображение результатов измерений.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Конструкция анемометров АРУ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	РУТВ.00001
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0
Контрольная сумма, рассчитанная по CRC32 (для версии 1.0)	C6D0A032

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,5 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с	$\pm(0,5+0,05 \cdot V^*)$
Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	$\pm 3^\circ$
Примечание: V^* – измеренная скорость воздушного потока, м/с	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Питание анемометра АРУ	Аккумулятора типа 18650, 3.6 В		
Напряжение питания зарядного устройства, В	от 110 до 230		
Частота питания зарядного устройства, Гц	50/60		
Потребляемая мощность зарядным устройством, Вт, не более	20		
Габаритные размеры, мм, не более: - анемометр АРУ; - зарядное устройство	Длина	Ширина	Высота
	75	75	211
	152	40	26
Масса, кг, не более: - анемометр АРУ; - зарядное устройство	0,45		
	0,4		
Условия эксплуатации: анемометра АРУ: - температура воздуха, °С; - относительная влажность воздуха, %; зарядного устройства: - температура воздуха, °С; - относительная влажность воздуха, %	от -50 до +70		
	от 0 до 100		
	от -40 до +70		
	от 0 до 98		
Время непрерывной работы, ч, не менее	24		
Средняя наработка до отказа, ч	5000		
Средний срок службы, лет	15		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом и лазерным принтером на этикетку анемометра АРУ, закатанную под пленку для ламинирования.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность анемометров АРУ

Наименование	Обозначение	Количество
Анемометр ручной ультразвуковой АРУ	РУТВ.416136.001	1 шт.
Зарядное устройство	РУТВ.418111.002	1 шт.
Кейс «Панцирь П1»	СЕРЖ.321429.001	1 шт.
Аккумулятор ЛИА-1,5ЭС	ДБЦК.563361.198	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РУТВ.416136.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	РУТВ.416136.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РУТВ.416136.001 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к анемометрам ручным ультразвуковым АРУ

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта № 2815 от 25.11.2019

Технические условия РУТВ.416136.001 ТУ «Анемометр ручной ультразвуковой АРУ»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ОКБ Бурстройпроект» (ООО «ОКБ Бурстройпроект»)

ИНН: 7723345578

Адрес: 125315, г. Москва, Ленинградский проспект, д.80, корпус Г, тех этаж, помещение XII, ком. 16,20

Телефон: (495) 989-22-63

Факс: (499) 759-01-40

Web-сайт: www.burstroy.ru

E-mail: info@burstroy.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, Россия, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01

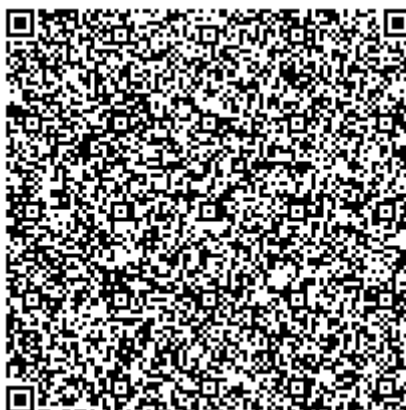
Факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц

RA.RU.311541



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84564-22

Лист № 1
Всего листов 100

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Омской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Омской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» и ПАО «ФСК ЕЭС»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер центра сбора и обработки данных (ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

Сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» создан на базе специализированного программного обеспечения (СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1 - 266 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и резервные типа RTU-327), а с выходов счетчиков ИК №№ 267, 268 – на входы УСПД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Далее по основному каналу связи, данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», а с УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» - на сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически, путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 6. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, серверы точного времени Метроном-50М, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащен сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» оснащен сервером точного времени СТВ-01 или радиосервером точного времени РСТВ-01-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные и резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «ФСК ЕЭС» синхронизируется от устройства синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1 - 266 синхронизируются от УСПД (основных и резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 267, 268 синхронизируются от УСПД ПАО «ФСК ЕЭС». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 - 4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

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

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

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 5 - 7.

Таблица 5 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	ИВК
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Исылькуль, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 110 кВ Исылькуль, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Исылькуль, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.5И (ф.5)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06,25433-03	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
4	ПС 110 кВ Исылькуль, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.3И (ф.3)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
5	ПС 110 кВ Исылькуль, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Исикуль, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-06	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
7	ПС 110 кВ Исикуль, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
8	ПС 110 кВ Исикуль, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Исылькуль, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Исылькуль, РУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Озеро Комысловское, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Озеро Комысловское, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №15174-01	А	ТОП 0,66	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОП 0,66		
				С	ТОП 0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P2B-3					
13	ПС 110 кВ Кухарево, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
14	ПС 110 кВ Кухарево, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Кухарево, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
16	ПС 110 кВ Кухарево, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
17	ПС 110 кВ Куянбар, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Куяббар, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №15173-06	А	ТШП-0,66	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТШП-0,66		
				С	ТШП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
19	ПС 110 кВ Москаленки, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
20	ПС 110 кВ Москаленки, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
22	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
23	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
24	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3							
25	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10			RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3							
26	ПС 110 кВ Москаленки, ЗРУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ Помурино, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
28	ПС 110 кВ Помурино, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
29	ПС 110 кВ Пикетное, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
30	ПС 110 кВ Пикетное, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
31	ПС 110 кВ Пикетное, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-06	А	ТЛП-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RL-P1B-3					
32	ПС 110 кВ Пикетное, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Пикетное, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
34	ПС 110 кВ Пикетное, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
35	ПС 110 кВ Пикетное, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Татьянаовская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
37	ПС 110 кВ Татьянаовская, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22656-02	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
38	ПС 110 кВ Мариановка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6	
39	ПС 110 кВ Мариановка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
			ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03,24218-08,24218-08	А			НАМИ-110 УХЛ1
				В	НАМИ-110 УХЛ1			
		С		НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4				
40	ПС 110 кВ Мариановка, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03,25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	В			-
				С	ТЛО-10			
		Счетчик		КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	А			НАМИ-10-95 УХЛ2
			В	НАМИ-10-95 УХЛ2				
			С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3						
41	ПС 110 кВ Мариановка, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ ф.7	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14	
			ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	В			-
				С	ТЛО-10			
		Счетчик		КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	А			НАМИ-10-95 УХЛ2
			В	НАМИ-10-95 УХЛ2				
			С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3						

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
42	ПС 110 кВ Мариановка, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				B	-				
				C	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
43	ПС 110 кВ Мариановка, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06	A	ТЛО-10				
				B	-				
				C	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
44	ПС 110 кВ Мариановка, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	A	ТПЛ-10				
				B	-				
				C	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
45	ПС 110 кВ Алонский, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
46	ПС 110 кВ Алонский, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =400/5 №15173-06	А	ТШП-0,66		
				В	ТШП-0,66		
				С	ТШП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
47	ПС 110 кВ Лузино, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Лузино - Пикетное с отпайками (С-24)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
48	ПС 110 кВ Лузино, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Лузино - Мариановка с отпайками (С-23)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
49	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.Лг-5 (Ф.5)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-3					
50	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.ЛГ1 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
51	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ ф.ЛТ2 (Ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
52	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
53	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
54	ПС 110 кВ Лузино, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
55	ПС 110 кВ Входная, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Лузино - Кировская с отпайками II цепь (С-64)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
56	ПС 110 кВ Входная, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Лузино - Кировская с отпайками I цепь (С-63)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
61	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
62	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
63	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
64	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
65	ПС 110 кВ Входная, РУ 10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №30709-06	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
66	ПС 110 кВ Фадино, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
67	ПС 110 кВ Фадино, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
68	ПС 110 кВ Фадино, РУ 10 кВ, КВЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
69	ПС 110 кВ Фадино, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №15128-03,25433-03	А	ТОЛ 10-І	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
70	ПС 110 кВ Фадино, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10			RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
71	ПС 110 кВ Фадино, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
72	ПС 110 кВ Фадино, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
73	ПС 110 кВ Новоселецк, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
74	ПС 110 кВ Новоселецк, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Пер. № 19495-03	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
74	ПС 110 кВ Новоселецк, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
75	ПС 110 кВ Новоселецк, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
76	ПС 110 кВ Новоселецк, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
77	ПС 110 кВ Новоселецк, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
78	ПС 110 кВ Новоселецк, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
79	ПС 110 кВ Новоселецк, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
80	ПС 110 кВ Стрела-Т, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
81	ПС 110 кВ Стрела-Т, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
82	ПС 110 кВ Стрела-Т, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
83	ПС 110 кВ Стрела-Т, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06,25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
84	ПС 110 кВ Стрела-Т, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09	УСВ-3 Рег. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
85	ПС 110 кВ Амре, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
86	ПС 110 кВ Амре, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
87	ПС 110 кВ Амре, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
88	ПС 110 кВ Амре, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
89	ПС 110 кВ Амре, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
90	ПС 110 кВ Жатва, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
91	ПС 110 кВ Жатва, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
92	ПС 110 кВ Жатва, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
93	ПС 110 кВ Жатва, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
94	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
95	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
96	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
97	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
98	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
99	ПС 110 кВ Новоуральская-Т, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-07,2363-68	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
100	ПС 110 кВ Любовка, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
101	ПС 110 кВ Любовка, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
102	ПС 110 кВ Любовка, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
103	ПС 110 кВ Любовка, ОРУ 35 кВ, Ввод 35 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
104	ПС 110 кВ Любовка, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	A	ТИЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	-		
				C	ТИЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
105	ПС 110 кВ Любовка, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
106	ПС 110 кВ Талапкер, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08, 24218-08, 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
107	ПС 110 кВ Талапкер, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		6	7
108	ПС 110 кВ Талапкер, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
109	ПС 110 кВ Талапкер, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
110	ПС 110 кВ Талапкер, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
111	ПС 110 кВ Талапкер, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
112	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
113	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
114	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, ОРУ 27,5 кВ, Ф.ДПР	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	А	ТФН-35М	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
115	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.9	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
116	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
117	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
118	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
119	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59,2363-68	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
120	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
121	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
122	ПС 110 кВ Иртышская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №47958-16	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
123	ПС 110 кВ Называевская тяговая, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
124	ПС 110 кВ Называевская тяговая, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
125	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
126	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
127	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
128	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
129	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №814-53	А	ТПФМ-10		
				В	-		
				С	ТПФМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
130	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
131	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
132	ПС 110 кВ Называевская тяговая, РУ 10 кВ, Ф.8	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
133	ПС 110 кВ Кочковатская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
134	ПС 110 кВ Кочковатская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
135	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
136	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P1B-3					
137	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
138	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
139	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
140	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
141	ПС 110 кВ Кочковатская, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
142	ПС 110 кВ Драгунская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
143	ПС 110 кВ Драгунская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
144	ПС 110 кВ Драгунская, РУ 10 кВ, ВЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
145	ПС 110 кВ Драгунская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I				
				В	-				
				С	ТОЛ 10-I				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
146	ПС 110 кВ Драгунская, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
147	ПС 110 кВ Новокиевская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Петрушенко - Драгунская с отпайками I цепь (С-31)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
148	ПС 110 кВ Новокиевская, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Петрушенко - Драгунская с отпайками II цепь (С-32)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
149	ПС 110 кВ Новокиевская, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 18ц Ф.18ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
150	ПС 110 кВ Новокиевская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
151	ПС 110 кВ Новокиевская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
152	ПС 110 кВ Новокиевская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
153	ПС 110 кВ Новокиевская, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
154	ПС 110 кВ Любинская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
155	ПС 110 кВ Любинская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
156	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
157	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
158	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
159	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
160	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
161	ПС 110 кВ Любинская, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
162	ПС 110 кВ Петрушенко, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 41907-09 RTU-327 Per. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
163	ПС 110 кВ Петрушенко, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
164	ПС 110 кВ Петрушенко, ОРУ 35 кВ, ВЛ 35 кВ 51ц Ф.51ц	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №37491-08	А	STSM-38		
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,5 КТН=35000/100 №19813-05	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
165	ПС 110 кВ Петрушенко, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф. ПТ1 (Ф.1)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
166	ПС 110 кВ Петрушенко, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ ф. ПТ2 (Ф.2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
167	ПС 110 кВ Петрушенко, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
168	ПС 110 кВ Петрушенко, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
169	ПС 110 кВ Петрушенко, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-1		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
170	ПС 110 кВ Омск, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Октябрьская - Омская ТЭЦ-2 с отпайками I цепь (С-40)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
171	ПС 110 кВ Омск, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Октябрьская - Омская ТЭЦ-2 с отпайками II цепь (С-41)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
172	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №30709-05	А	ТЛП-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
173	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
174	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
175	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
176	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2367-68	А	ТПЛ-10к		
				В	-		
				С	ТПЛ-10к		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
177	ПС 110 кВ Омск, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
178	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
179	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	А	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
180	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, Ввод 0,23 кВ ТСН 2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №47957-11	А	ТШП-0,66	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТШП-0,66		
				С	ТШП-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-B-4			
181	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, РУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			
182	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6				
183	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14				
				В	-						
				С	ТПЛ-10						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				В							
				С							
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3									
184	ПС 10 кВ Омск-Северный тяговая, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-96	А	ТОЛ 10-1						
				В	-						
				С	ТОЛ 10-1						
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				В							
				С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
		185	ПС 110 кВ Густафьево, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*				
						В	ТГФМ-110 II*				
С	ТГФМ-110 II*										
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1						
				В	НАМИ-110 УХЛ1						
				С	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RALQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
186	ПС 110 кВ Густафьево, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
187	ПС 110 кВ Густафьево, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
188	ПС 110 кВ Густафьево, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
189	ПС 110 кВ Густафьево, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2367-68	А	ТПЛ-10к	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛ-10к		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
190	ПС 110 кВ Густафьево, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
191	ПС 110 кВ Сыропятская, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССБ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
192	ПС 110 кВ Сыропятская, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
193	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
194	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
195	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
196	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
197	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
198	ПС 110 кВ Сыропятская, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=40/5 №15128-01	А	ТОЛ 10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
199	ПС 110 кВ Кормилвка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Калачинская - Новокормиловская с отпайками (С-124)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
200	ПС 110 кВ Кормилвка, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Калачинская-Г - Новокормиловская с отпайками (С-123)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №52261-12	А	ТГФМ-110		
				В	ТГФМ-110		
				С	ТГФМ-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
201	ПС 110 кВ Кормиловка, ЗРУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.9	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
202	ПС 110 кВ Кормиловка, ЗРУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=50/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
203	ПС 110 кВ Кормиловка, ЗРУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
204	ПС 110 кВ Кормиловка, ЗРУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3							
205	ПС 110 кВ Осокино, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*				
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
		206	ПС 110 кВ Осокино, РУ 0,4 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №22656-02			А	Т-0,66
								В	Т-0,66
С	Т-0,66								
ТН	-			А	-				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97			ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
207	ПС 110 кВ Калачинская-Т, Ввод 110 кВ Т1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
208	ПС 110 кВ Калачинская-Т, Ввод 110 кВ Т2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
209	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
210	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
211	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.7	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
212	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
213	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59,2363-68	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
214	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68,1276-59	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
215	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
216	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
217	ПС 110 кВ Калачинская-Т, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
218	ПС 110 кВ Валерино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино - Калачинская-Т (С-123)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
219	ПС 110 кВ Валерино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино - Оконешниковская (С-59)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
220	ПС 110 кВ Валерино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино - Калачинская (С-124)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.02					
221	ПС 110 кВ Валерино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино-Каратканск с отпайками (3-15 Валерино-Каратканск)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.02					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
222	ПС 110 кВ Валерино, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Валерино-Колония с отпайкой на ПС Илошкино (З-16 Валерино-Колония)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №16635-05	А	ТГФ110				
			ТН	КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	В			ТГФ110	
					С			ТГФ110	
		Счетчик			КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04			СЭТ-4ТМ.03	
			ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2363-68				А	ТПЛМ-10
								В	-
С	ТПЛМ-10								
223	ПС 110 кВ Валерино, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.3	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
				ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59			А	ТПЛ-10
								В	-
С	ТПЛ-10								
224	ПС 110 кВ Валерино, РУ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.4	ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
				ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59			А	ТПЛ-10
								В	-
С	ТПЛ-10								

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
225	ПС 110 кВ Валерино, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
226	ПС 110 кВ Валерино, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М		
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
227	ПС 110 кВ Валерино, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №29482-05	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
228	ПС 110 кВ Валерино, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №29482-05	А	Т-0,66	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-4			
229	ПС 10 кВ Москва РП 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			
230	ПС 10 кВ Москва РП 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-05	А	ТЛП-10		
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P2B-3			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
231	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
232	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
233	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
234	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
235	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
236	ПС 10 кВ Москва тяговая, РУ 10 кВ, Ф.6	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
237	ПС 110 кВ Юнино, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №15651-06	А	TG 145	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	TG 145		
				С	TG 145		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	А	CPA 123		
				В	CPA 123		
				С	CPA 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
238	ПС 110 кВ Юнино, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №15651-06	А	TG 145		
				В	TG 145		
				С	TG 145		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	А	CPA 123		
				В	CPA 123		
				С	CPA 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					
239	ПС 110 кВ Юнино, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10		
				В	ТПОЛ-10		
				С	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
240	ПС 110 кВ Юнино, РУ 10 кВ, Ввод 10 кВ Т1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1261-59	А	ТПОЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТПОЛ-10				
				С	ТПОЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4							
241	ПС 110 кВ Юнино, РУ 10 кВ, ф. 1ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4							
242	ПС 110 кВ Юнино, РУ 10 кВ, Ф.2ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
243	ПС 110 кВ Илюшкино, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
244	ПС 110 кВ Илюшкино, РУ 0,4 кВ, Ф.ТСН-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №29482-05	А	Т-0,66	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
245	ПС 110 кВ Колония, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
246	ПС 110 кВ Колония, ОРУ 110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
247	ПС 110 кВ Колония, ОРУ 35 кВ, Ф. 246 Ц 35 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №37491-08	А	STSM-38	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	STSM-38		
				С	STSM-38		
		ТН	КТ=0,2 КТН=35000/100 №19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4					
248	ПС 110 кВ Колония, РУ 10 кВ, Ф.1 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
249	ПС 110 кВ Колония, РУ 10 кВ, Ф.2 ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
250	ПС 110 кВ Колония, РУ 10 кВ, Ф.5	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №30709-06	А	ТЛП-10		
				В	-		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RAL-P1B-3					
251	ПС 110 кВ Колония, РУ 10 кВ, Ф.2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=30/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I		
				В	-		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
252	ПС 110 кВ Колония, Ввод 0,22 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №19956-02	А	Т-0,66 У3	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	Т-0,66 У3		
				С	Т-0,66 У3		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
253	ПС 110 кВ Колония, Ввод 0,22 кВ ТСН-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №19956-02	А	Т-0,66 У3		
				В	Т-0,66 У3		
				С	Т-0,66 У3		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-P1B-4					
254	ПС 110 кВ Мангут-Г, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 2546 км - Мангут-Г (С-135)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
255	ПС 110 кВ Мангут-Т, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Выстрел - Мангут-Т с отпайкой на ПС Мангут (С-135)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
256	ПС 110 кВ Мангут-Т, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I			RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТОЛ-10-I				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3							
257	ПС 110 кВ Мангут-Т, РУ 10 кВ, Ф.Котельная	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТЛО-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
258	ПС 110 кВ Мангут-Т, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59,2473-69	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
259	ПС 110 кВ 2546 км, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Называевская - 2546 км (С-135)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			
		260	ПС 110 кВ 2546 км, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 2546 км - Мангут-Т (С-135)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*
						В	ТГФМ-110 II*
С	ТГФМ-110 II*						
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08			А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
261	ПС 110 кВ 2546 км, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-07	ЕА05RAL-B-3					
262	ПС 110 кВ 2546 км, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №2473-69	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
263	ПС 110 кВ 2529 км, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Называевская - 2529 км (С-136)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*		
				В	ТГФМ-110 II*		
				С	ТГФМ-110 II*		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6		
264	ПС 110 кВ 2529 км, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ 2529 км - Новоандреевская с отпайкой на ПС Мангут (С-136)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №36672-08	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	ТГФМ-110 II*				
				С	ТГФМ-110 II*				
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1				
				В	НАМИ-110 УХЛ1				
				С	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4							
265	ПС 110 кВ 2529 км, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №8913-82	А	ТБК-10			RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14
				В	-				
				С	ТБК-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2				
				В					
				С					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3							
266	ПС 110 кВ 2529 км, РУ 10 кВ, Ф.ПЭС-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =100/5 №8913-82	А	ТБК-10	RTU-327 Рег. № 41907-09 RTU-327 Рег. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17 ССВ-1Г Рег. № 58301-14		
				В	-				
				С	ТБК-10				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66				
				В					
				С					
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
267	ПС 220 кВ Москва, КРУ 10 кВ, ф.1013	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	СИКОН С50 Пер. № 28523-05	СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
268	ПС 220 кВ Москва, КРУ 10 кВ, ф.1030	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	УСВ-2 Пер. № 41681-09	РСТВ-01-01 Пер. № 40586-12
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
Примечания: 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик. 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов. 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.							

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнер- гии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1,2,11,13,14,17,19,20, 27,29,30, 36,38,39,45,47,48,55,56,66,67,73, 74,80,81,85,86,90,91,94,95, 100-103,106,107,112, 113,123, 124, 133, 134, 142,143,147-149, 154, 155,162,163,170,171, 185, 186, 191,192,199, 200,205, 207, 208, 218-222,237,238,243,245, 246,254,255,259,260, 263,264	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
3-6,8,22-24,32,33,40,41,43, 49-51,57,58,75-77,83, 87, 97, 108, 109,125-127,138,139,150, 151,156,157,159,166,168,172, 178,179,187,188,201,202,210, 229,230,257	Активная Реактивная	1,0 1,8	2,8 4,0
7,9,10,15,16,21,25,26,34,35,42, 44,52-54,59-65,68-72,78,79, 82, 84,88,89,92,93,96,98,99,104,105, 110,111,114,128-132,136, 137, 140,141,144-146,152,153,158, 160,161,165,167,169,173-177, 181-184,189,190,193-198, 203, 204,209,211-217,223-226, 231-236,240,241,248, 258,261, 262,265,266	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
12,46,180	Активная Реактивная	1,0 2,1	3,1 3,3
18,28,37,206,227,228,244,252, 253	Активная Реактивная	1,0 2,1	4,9 3,7
31,164,250	Активная Реактивная	0,8 1,5	2,2 2,2
115-122,242,249,251	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,6 3,4
239	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
247	Активная Реактивная	0,8 1,3	2,6 4,0
256	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,4

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
267,268	Активная	1,1	4,9
	Реактивная	2,3	3,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) - для УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09) - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД СИКОН С50 - для УСВ-2 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г - для СТВ-01 - для РСТВ-01-01	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75 от +1 до +50 от 0 до +40 от -10 до +50 от -10 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40 от +10 до +30 от +5 до +50

Продолжение таблицы 7

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327 (рег. № 41907-09): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000, СИКОН С50: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	50000 72 80000 72 90000 72 120000 72 40000 24 35000 24 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	128 шт.
Трансформаторы тока	STSM-38	15 шт.
Трансформаторы тока	TG 145	6 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66	18 шт.
Трансформаторы тока	T-0,66 УЗ	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	15 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	42 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	150 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	5 шт.

Продолжение таблицы 8

1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	88 шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	27 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	15 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-І	31 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10к	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	13 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	40 шт.
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	9 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	СРА 123	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	5 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	63 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	213 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	183 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	7 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	77 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	3 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3 шт.
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С50	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Серверы точного времени	СТВ-01	1 шт.
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.182.ЭД.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Омской области», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Омской области

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

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

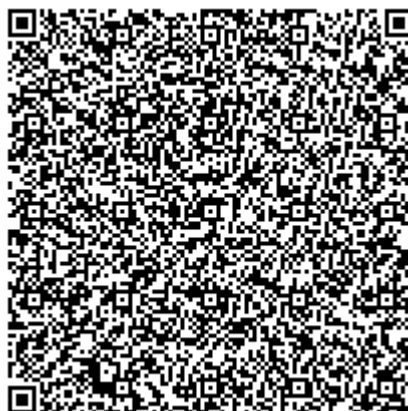
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84563-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного учета транспортируемой нефти с насосной станции перекачки ЦПС Песцового месторождения.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИВК (основной и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «Cropos» (основное и резервное) (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300)	68358-17
Датчики давления серии АМ-2000	35035-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	37667-13
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	70157-18
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-Е2Н	42693-15

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение объемного расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) и объема (м^3) нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и КМХ МПР по стационарной или передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

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

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения.

Уровень защиты ПО СИКН «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора (основное и резервное)	ИВК (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	4069091340
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 26,8 до 362,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Характеристики измеряемой среды:	
– плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 780 до 840
– давление, МПа	от 2,0 до 8,0
– температура, °С	от +5 до +45
– вязкость кинематическая, мм ² /с	от 1 до 10
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -56 до +34 90 от 86,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения, зав. № 203	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1063-2021 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения, свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-020/01-2021 (аттестат аккредитации № RA.RU.310652).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта № 256 от 07.02.2018 г. 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

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (347) 228-80-98, 228-44-11

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

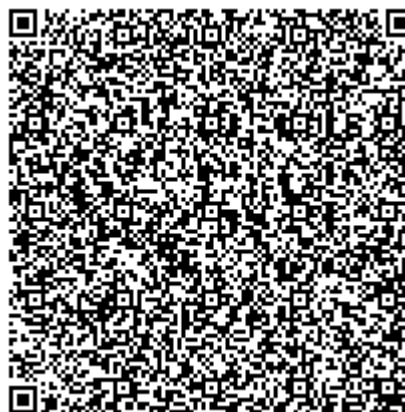
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

Факс: +7 (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 от 27.07.2017 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84562-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Сосновское ЛПУ МГ КС «Сосновская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Сосновское ЛПУ МГ КС «Сосновская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения. ИВК включает в себя специализированное программное обеспечение «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру, серверы баз данных (БД) и автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт».

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

– средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.
- дистанционный доступ к компонентам АИИС

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между ИБК, АРМ, информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется следующим образом:

- посредством локальной вычислительной сети для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от сервера БД или АРМ во внешние системы;
- информация о средствах измерения, при необходимости, передается в виде электронного документа XML в формате 80030.

Электронные документы XML заверяются электронно-цифровой подписью на АРМ и/или сервере БД

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, телефонной линии и модемов SHDSL для передачи данных от счетчиков до ИБК;
- посредством спутникового канала связи (основной канал) и телефонных каналов ТЧ связи, сети сотовой связи GSM каналов (резервные каналы) для передачи данных от уровня ИИК до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;

–посредством наземного канала связи Е1 для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы и/или АРМ (основной канал);

–посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени утвержденного типа ССВ-1Г. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 2 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов Сервера БД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов Сервера БД ± 2 с.

Журналы событий счетчика 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 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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 с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИБК
1	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 1СШ 10кВ, яч. 13 Ввод №1	J17ARG Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 19809-00	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	ССБ- 1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
2	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 2СШ 10кВ, яч. 14 Ввод №2	J17ARG Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 19809-00	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 3СШ 10кВ, яч. 61 Ввод №3	J17ARG Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 19809-00	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
4	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 3СШ 10кВ, яч. 41	TCF2/B Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 4СШ 10кВ, яч. 62 Ввод №4	J17ARG Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 19809-00	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
6	ПС 110 кВ Сосновская, ЗРУ-10 кВ Сосновская, 4СШ 10кВ, яч. 38	TCF2/B Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 18531-99	VRM2N/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 Рег. № 18532-99	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена сервера БД АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО) и сервера синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается изменение наименований ИК, без изменения объекта измерений.
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке.
5. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2, 3, 5	0,50	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
	0,80	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
	1,00	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
4, 6	0,50	±5,4	±2,7	±2,9	±1,5	±2,2	±1,2
	0,80	±2,9	±4,4	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	±2,5	±5,5	±1,4	±3,0	±1,1	±2,2
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 3, 5	0,50	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
	0,87	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
	1,00	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
4, 6	0,50	±5,4	±3,0	±3,0	±2,0	±2,3	±1,8
	0,80	±2,9	±4,6	±1,7	±2,8	±1,4	±2,3
	0,87	±2,6	±5,6	±1,5	±3,3	±1,2	±2,6
	1,00	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-

Примечание к таблицам 3 и 4:

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{W_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{W_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИИК и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АУВП.411711.077.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Сосновское ЛПУ МГ КС «Сосновская». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	J17ARG	12
Трансформаторы тока	TCF2/B	6
Трансформаторы напряжения	VRM2N/S2	12
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	4
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Югорск" Сосновское ЛПУ МГ КС "Сосновская". Формуляр	АУВП.411711.077.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Сосновское ЛПУ МГ КС «Сосновская»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Сосновское ЛПУ МГ КС «Сосновская»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 22261-94 Межгосударственный стандарт. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия (с Изменением №1)

ГОСТ 34.601-90 Межгосударственный стандарт. Автоматизированные системы. Стадии создания

Изготовитель

Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго» (Инженерно-технический центр ООО «Газпром энерго»)

ИНН 7736186950

Адрес: 460000, Российская Федерация, г. Оренбург, ул. Терешковой, д. 295

Телефон: +7 (3532) 687-126

Факс: +7 (3532) 687-127

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru.

Испытательный центр

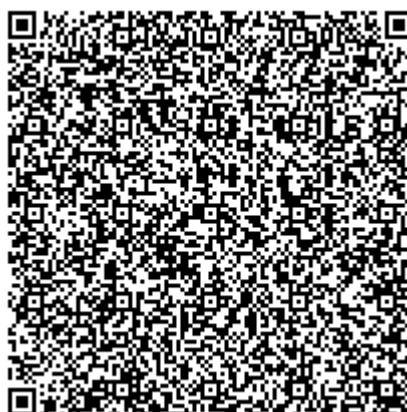
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84561-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт» (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), которые включают в себя 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU325 (далее-УСПД), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

3-й уровень- информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер ИВК, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее-УСВ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, каналобразующую аппаратуру.

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:

- 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.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где происходит сбор, хранение, результатов измерений и дальнейшая передача данных на сервер ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения).

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК ежедневно сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УССВ-2 и при расхождении ± 1 с, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ-2.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется ежедневно. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК более чем на ± 1 с, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиком, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК более чем на ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

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

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

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	не ниже 15.07
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПКУ №1 6кВ от МВ-6 ф-12 (Похвистнево-1) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =600/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11	RTU 325, рег.№37288-08	УССВ-2, рег.№ 54074-13/HP Proliant DL20 Gen9
2	ПКУ №2 6кВ от МВ-6 ф-22 (Похвистнево-2) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =200/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
3	ПКУ №3 6кВ от МВ-6 ф-24 (Похвистнево-3) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =400/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
4	ТП-1 яч.6 кВ, МВ-6 ф-30 (Восточное кольцо) от ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛП-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 23544-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
5	ПКУ №4 6кВ от МВ-6 ф-18 (Головные сооружения) ПС 110/35/6 кВ "Похвистнево-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =100/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
6	ТП Пох707/100 (ТП-20) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 K _{гт} =100/5 Рег.№ 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 36697-12		
7	ТП Пох808/100 (ТП-2) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S K _{гт} =150/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
8	ТП СА 218/100 (ТП-53) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S K _{гт} =200/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
9	ПКУ №5 6кВ от ВЛ 6 кВ ф-2 ПС 35/6 кВ "Среднее Аверкино"	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S K _{гт} =20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 K _{гн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL-P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ТП СА 207/100 (ТП-54) 6/0,4 кВ, сш 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кл.т. 0,5S К _{тт} =200/5 Рег.№ 28139-12	-	A1800 RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06	RTU 325, рег.№37288-08	YCCB-2, рег.№ 54074-13/HP Proliant DL20 Gen9
11	ПКУ №6 6кВ от ВЛ 6 кВ ф-2 ПС 35/6 кВ "Среднее Аверкино"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} = 20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-11		
12	ПКУ №7 6кВ от КЛ-6 ф-16 ПС 35/6 кВ "Красные пески"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} =20/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
13	ПКУ №8 6кВ от МВ-6 ф-13 ПС 35/6 кВ "Яблонка"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} =75/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		
14	ПКУ №9 6кВ от МВ-6 ф-2 (Город-2) ПС 35/6 кВ "Юлия"	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5S К _{тт} =200/5 Рег.№ 32139-06	ЗНОЛПМ-6 Кл.т. 0,5 К _{тн} =6000/100 Рег.№ 35505-07	A1800 RL- P4GB-DW-3 Кл.т. 0,5S/1 Рег.№ 31857-06		

Примечания:

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

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-5,9,11-14	Активная	1,3	3,1
	Реактивная	2,1	5,2
7,8,10	Активная	1,1	3,0
	Реактивная	1,8	5,1
6	Активная	1,1	2,9
	Реактивная	1,8	5,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), ($\pm$) с			5

Продолжение таблицы 3

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 для рабочих условий для ИК№1-5,7-14 при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1 (2) % от $I_{ном}$, для ИК№6 при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	14
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	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 и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C температура окружающей среды для УСПД, °C 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 +50 от +5 до +35 от +10 до +30 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: А 1800 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М.09 (рег.№ 36697-12) - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 165000 74500 40000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
А1800	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	1200
СЭТ-4ТМ.03М.09	
- каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 минут, сут	113
УСПД	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	45
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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	ТОЛ-СЭЩ-10	20
	ТТИ	9
	Т-0,66	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ-6	27
	ЗНОЛП-6	3
Счетчик электрической энергии	A1800	13
	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU 325	1
Сервер ИВК	HP Proliant DL20Gen9	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/71/21	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) МУП «Похвистневоэнерго» для электроснабжения потребителей ООО «ТольяттиЭнергоСбыт». МВИ 26.51.43/71/21, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

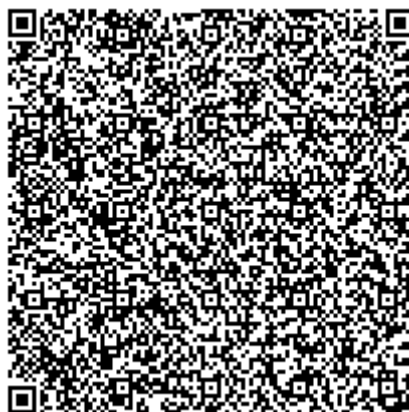
ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТольяттиЭнергоСбыт» (ООО «ТЭС»)
ИНН 632 11 444 60
Адрес: 445020, РФ, Самарская область, г. Тольятти, ул. Белорусская, д.33
Телефон: (8482) 63-84-44 / (8482) 63-89-35
E-mail: info-es@tltes.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»
(ФБУ «Самарский ЦСМ»)
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134
Телефон: 8 (846) 336-08-27
Факс: 8 (846) 336-15-54
E-mail: referent@samaragost.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84560-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «RISO»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «RISO» (далее – ИВК) предназначены для измерения, преобразования, регистрации, обработки, контроля, хранения и индикации параметров сжиженных природного газа, азота, метана (далее – среда) в реальном масштабе времени, путем измерения температуры, абсолютного давления, перепада давления и вычислений объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) среды в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005.

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК заключается в измерении параметров потока среды с помощью первичных преобразователей температуры, давления, перепада давления и обработке измерительной информации. ИВК осуществляет вычисление физических свойств среды в соответствии с ГСССД МР 224–2014, ГСССД МР 228–2014 и ГОСТ Р 56851–2016; объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) среды в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005.

ИВК состоят из встроенных в корпус процессора, аналого-цифрового преобразователя и микросхемы памяти. ИВК имеют каналы ввода аналоговых и импульсных сигналов, интерфейсы связи RS-232, RS-485 и USB для обмена информацией с внешними устройствами и системами более высокого уровня. Поддерживается протокол Modbus RTU.

Общий вид ИВК представлен на рисунке 1. Пломбирование ИВК осуществляется с помощью саморазрушающейся при вскрытии наклейки. Схема пломбировки ИВК от несанкционированного доступа представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид ИВК



Рисунок 2 – Схема пломбировки ИВК

Настройка и считывание с ИВК значений измеренных и вычисленных параметров среды, архивов и журналов может осуществляться с помощью программного обеспечения (далее – ПО) RISO-control, установленного на персональный компьютер, и/или с помощью внешнего сенсорного жидкокристаллического дисплея.

ИВК обеспечивают выполнение следующих основных функций:

- измерение и преобразование аналоговых сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА;
- вычисление физических свойств среды в соответствии с ГСССД МР 224–2014, ГСССД МР 228–2014 и ГОСТ Р 56851–2016;
- вычисление объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) среды в соответствии с ГОСТ 8.586.5–2005;
- хранение архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;
- фиксацию в журнале событий информации об отказе измерительных преобразователей, выходе измеряемых параметров за установленные пределы и сбоях в работе ИВК;
- передачу информации в системы более высокого уровня.

Заводской номер ИВК наносится на маркировочную табличку, приклеиваемую на корпус ИВК.

Программное обеспечение

ПО ИВК обеспечивает реализацию функций ИВК. ПО ИВК защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения логина, пароля и опломбирования корпуса ИВК.

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

Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RISO-M
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО	a223e0fd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC-32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИВК

Наименование характеристики	Значение
Диапазон входного аналогового сигнала силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой приведенной погрешности* ИВК при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,1
Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при измерении времени, %	±0,01
Пределы допускаемой относительной погрешности ИВК при вычислении, %	±0,01
* Указанная погрешность приведена к диапазону входного сигнала.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИВК

Наименование характеристики	Значение
Параметр электрического питания – напряжение постоянного тока, В	24 ^{+1,2} _{-1,2}
Потребляемая мощность, Вт, не более	5
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – глубина	100 20 120
Масса, кг, не более	1
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от 0 до +50 от 5 до 95 без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, приклеиваемую на корпус ИВК, методом лазерной гравировки и на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «RISO», заводской № QW-21-01, заводской № QW-21-02	–	1 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Паспорт	–	1 экз.
Конфигурационное программное обеспечение «RISO-control»	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 руководства по эксплуатации «Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «RISO».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация ООО «Центр метрологической экспертизы»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр метрологической экспертизы»
(ООО «Центр метрологической экспертизы»)

ИНН 1660110499

Адрес: 420107, г. Казань, ул. Петербургская 50, корп. 23

Телефон (843) 214-03-76, факс (843) 227-40-88

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
ООО ЦМ «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №
RA.RU.311229 от 30.07.2015 г.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «4» февраля 2022 г. № 277

Регистрационный № 84559-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа барабанные SHINAGAWA W

Назначение средства измерений

Счетчики газа барабанные SHINAGAWA W (далее – счетчики) предназначены для измерений объема невзрывоопасных газов.

Описание средства измерений

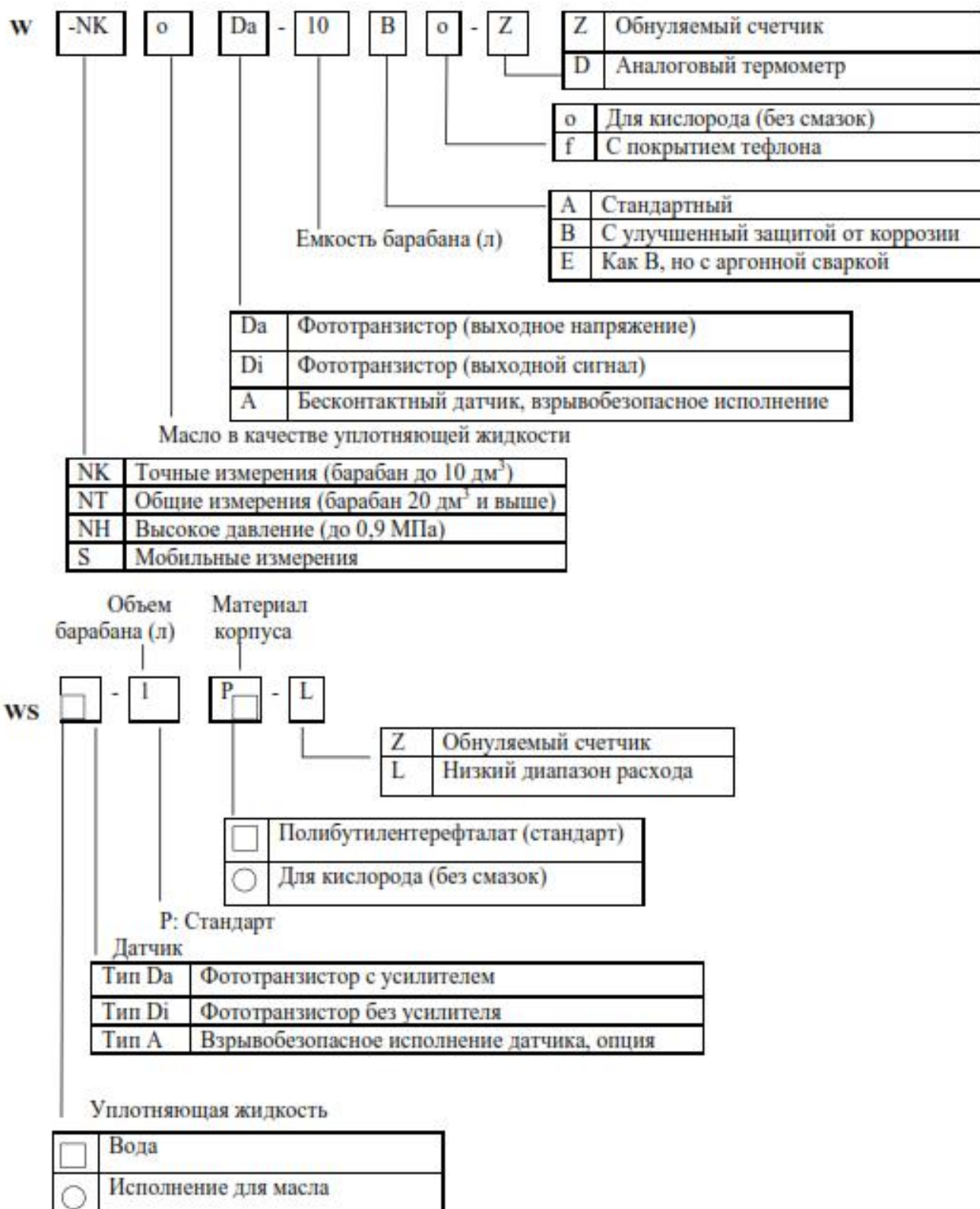
Принцип действия счетчиков газа барабанных SHINAGAWA W основан на преобразовании разности давлений газа на входе и выходе счетчика во вращательное движение барабана счетчика. Измерительный объем счетчика ограничивается уровнем затворной жидкости, расположенным выше оси барабана (в качестве затворной жидкости может применяться вода или масло). Количество оборотов барабана пропорционально объему газа, прошедшему через счетчик.

Вращение измерительного барабана передается на отсчетное устройство, где и фиксируются значения объема газа.

Конструктивно счетчики представляют собой корпус с четырехкамерным измерительным барабаном, и отсчетным устройством. Отсчетное устройство роликового и часового типа. Один оборот стрелки часового индикатора соответствует 10 единицам младшего разряда роликового индикатора. Корпус счетчиков изготовлен из технической пластмассы (РВТ) и алюминия, измерительный барабан из поливинилхлорида.

Счетчики комплектуются U-образным водяным манометром без нормирования погрешности. Все счетчики имеют встроенный датчик температуры измеряемой среды без нормирования погрешности, кроме того, в корпусе счетчиков имеются места для подключения внешних измерителей температуры (термометров стеклянных жидкостных рабочих) и давления газа (манометров дифференциальных показывающих) без нормирования погрешности. Дополнительно счетчики могут комплектоваться низкочастотным датчиком импульсов для дистанционного съема показаний и обнуляемым счетчиком (по заказу).

Модели счетчиков:



Пример:

WS-1P (счетчик газа WS-1P, циклический объем 1дм³)

W-NK-0,5B (счетчик газа W-NK-0,5B, циклический объем 0,5дм³)

WSDa-1P-Z (счетчик газа WS-1P с датчиком импульсов (фототранзистор) Да и обнуляемым счетчиком Z, циклический объем 0,5дм³)

W-NK-5B-Z (счетчик газа W-NK-5B с обнуляемым счетчиком Z, циклический объем 5дм³)

W-NKDa-2B (счетчик газа W-NK-2B с датчиком импульсов (фототранзистор) Да, циклический объем 2 дм³)

На лицевой панели счетчиков газа нанесен зарегистрированный товарный знак SHINAGAWA (рис. 1).

Общий вид счетчиков газа показан на Рисунках 1 и 3

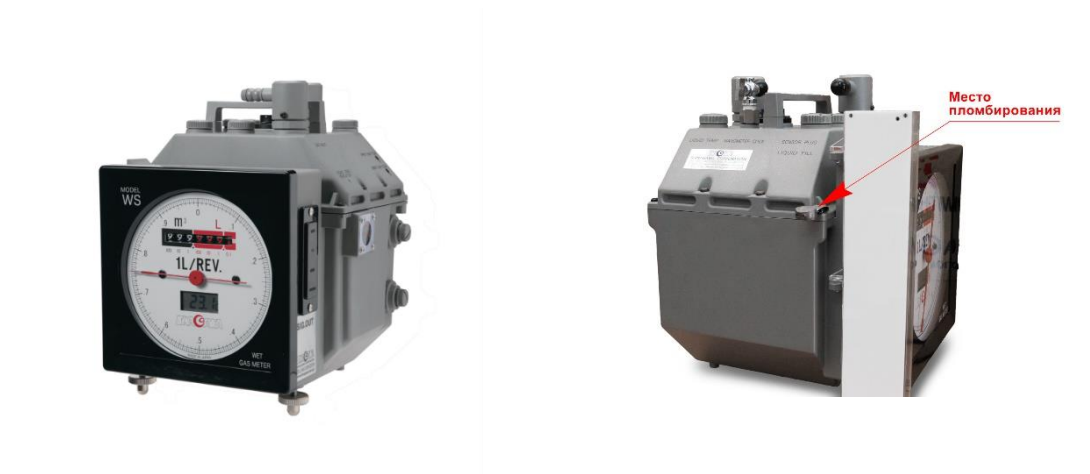


Рисунок 1-Общий вид счетчиков и место нанесения товарного знака.

Серийный номер наносится на шильдик на верхней стороне прибора (рис.2).



Рисунок 2-Место нанесения наклейки с серийным номером.



Общий вид счетчиков газа WS-1P, WS-1PL



Общий вид счетчиков газа W-NK-0,5B, W-NK-1B, W-NK-2B, W-NK-2.5B, W-NK-5B, W-NK-10B в комплекте с U-образным водяным манометром (опция).

Рисунок 3-Общий вид счетчиков газа

Программное обеспечение
Отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение											
Модель	WS-1PL	WS-1P	W-NK- 0,5B	W-NK- 1B	W-NK- 2B	W-NK- 2,5B	W-NK- 5B	W-NK- 10B	W-NT- 20B	W-NT- 25B	W-NT- 50B	W-NT- 100B
Максимальный расход газа Q _{max} , м³/ч	0,3	0,6	0,3	0,6	1,2	1,5	3,0	6,0	10	12	23	45
Минимальный расход газа Q _{min} , м³/ч	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,02	0,05	0,1	0,15	0,30
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения объема газа, %	±1,0											

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение											
Модель	WS-1PL	WS-1P	W-NK- 0,5B	W-NK- 1B	W-NK- 2B	W-NK- 2,5B	W-NK- 5B	W-NK- 10B	W-NT- 20B	W-NT- 25B	W-NT- 50B	W-NT- 100B
Потеря давления при Q _{max} , Па, не более	200											
Циклический объем, дм ³	1,0	1,0	0,5	1,0	2,0	2,5	5,0	10,0	20,0	25,0	50,0	100,0
Наибольшее избыточное давление газа, кПа	10								20			
Диапазон температуры окружающей среды, °C	от 5 до +40											
Емкость счетного механизма, м ³	999,9999				9999,999				99999,999			
Масса, кг, не более	2,3	2,3	5,0	5,6	9,0	9,5	16,5	29,5	90	100	150	305

Таблица 2 – Технические характеристики (продолжение)

Наименование характеристики		Значение											
Модель		WS-1PL	WS-1P	W-NK- 0,5B	W-NK- 1B	W-NK- 2B	W-NK- 2,5B	W-NK- 5B	W-NK- 10B	W-NT- 20B	W-NT- 25B	W-NT- 50B	W-NT- 100B
Габарит- ные размеры, мм, не более	Высота (с термо- метром)	260	260	235 (435)	263 (484)	317 (510)	317 (510)	399 (590)	500 (678)	695	695	871	1099
	Ширина	213,5	213,5	288	318	360	360	448	537	576	576	720	908
	Длина	222,8	222,8	198	218	262	262	305	372	561	611	712	895
Средняя наработка до отказа, ч		30000											
Средний срок службы, лет		10											

Знак утверждения типа

Наносится на свидетельство о поверке и/или в паспорт на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик газа барабанный	SHINAGAWA W	1 шт.	Модель в соответствии с заказом
Заглушка	-	2 шт.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.	-
Паспорт	-	1 шт.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации разделы 7 «Измерение» и 8 «Коррекция».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам газа барабанным SHINAGAWA W

Государственная поверочная схема для средств измерений объемного и массового расходов газа, утвержденная Приказом Росстандарта от 29.12.2018 № 2825

Техническая документация компании «Shinagawa Corporation», Япония

Изготовитель

Компания «Shinagawa Corporation», Япония

Адрес: Токио головной офис: 7-1-1, Nishigotanda, Shinagawa-ku, Tokyo, 141 -0031,

Телефон 03-3490-7331, факс 03-3490-71 90.

Web-сайт: <https://shinagawa-net.co.jp>

E-mail: shinagawa@shinagawa-net.co.jp

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д. И. Менделеева».

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Московский пр., 19

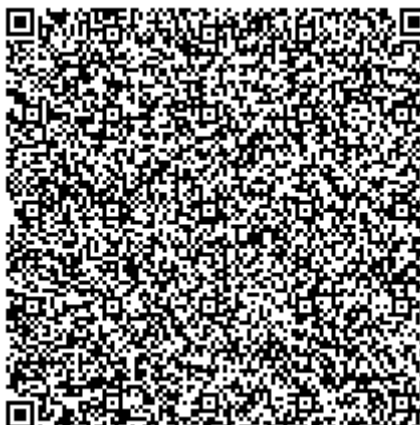
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14,

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311541



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20

Назначение средства измерений

Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20 (далее по тексту – ЦПУ), наряду с функциями управления сбором и регистрации данных, предназначены для измерений и измерительных преобразований стандартизованных аналоговых выходных сигналов от первичных измерительных преобразователей (датчиков) – напряжения и силы постоянного тока, сопротивления постоянному току, сигналов термопреобразователей сопротивления, вычислений и преобразований данных по различным алгоритмам на основе программных средств, регистрации и хранения измеренных и вычисленных значений, приема и обработки дискретных, цифровых и кодированных сигналов, формирования управляющих, аварийных цифровых, кодированных и дискретных сигналов на основе измерений и вычислений параметров технологических процессов, алгоритмического программного управления.

Описание средства измерений

К устройствам центральным процессорным систем управления B&R X20 относятся следующие модели: X20CP1301, X20cCP1301, X20CP1381, X20CP1381-RT, X20CP1382, X20CP1382-RT, X20cCP1382-RT.

ЦПУ доступны с таковыми частотами процессора 200 МГц и 400 МГц. В зависимости от версии доступно до 256 Мб оперативной памяти (далее по тексту ОЗУ) и до 32 Кб энергонезависимого встроенного ОЗУ (FRAM). В зависимости от версии ЦПУ доступно до 2 Гб встроенной памяти флэш-накопителя (eMMC), которая используется для хранения приложений и других данных.

Все ЦПУ поставляются с интерфейсами Ethernet, USB и RS-232. Также доступны интерфейсы POWERLINK и шины CAN в ЦПУ X20(c)CP138х. Если требуются дополнительные соединения с промышленной сетью, ЦПУ можно модернизировать с помощью интерфейсного модуля из серии X20.

Для работы этих ЦПУ используется безвентиляторное охлаждение, соответственно, не требуется дополнительное техническое обслуживание.

ЦПУ могут работать без батарей для буферной памяти – энергонезависимые переменные FRAM сохраняют свои значения сегнетоэлектрическим способом; часы реального времени буферизуются примерно 1000 часов конденсатором с золотой фольгой, который полностью заряжается за 3 часа непрерывной работы.

На борту ЦПУ имеется система микросхема часов, она хранит время и дату, в том числе при выключенном питании за счет источника питания, описанного выше.

Конструктивно ЦПУ выполнены в пластиковых корпусах и крепятся на 35-мм профильную DIN рейку, привинчиваемую к задней стенке монтажного шкафа.

ЦПУ X20CP1381-RT, X20CP1382-RT, X20cCP1382-RT используют технологию reACTION. Это обеспечивает управление каналами ввода/вывода с временем отклика до 1 мкс. Тем самым обеспечивается возможность обработки процессов в реальном масштабе времени стандартными аппаратными средствами – это снижает затраты на аппаратные средства и нагрузку на ЦПУ.

ЦПУ X20cCP1301 и X20cCP1382-RT выполнены с защитным покрытием электронных компонентов от конденсации и коррозионных газов.

Особенности каждого из типов ЦПУ приведены в таблице 1. Общий вид ЦПУ приведен на рисунке 1. Маркировка ЦПУ знаком ЕАС и указание расположения серийного номера приведена на рисунке 2.

Пломбирование ЦПУ не предусмотрено.

Конструкция ЦПУ не предусматривает нанесение знака поверки.

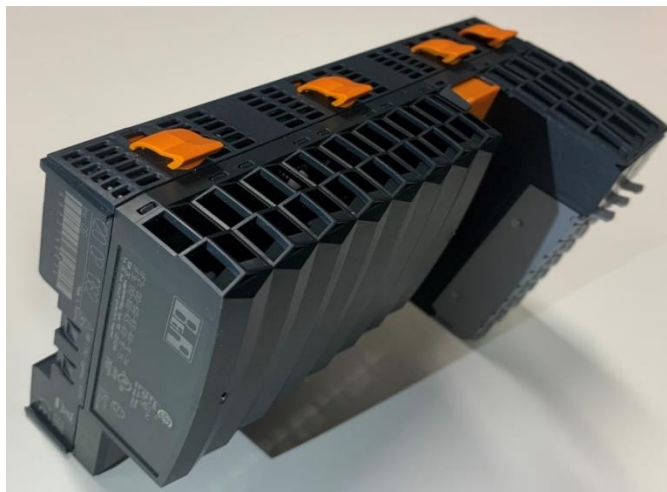


Рисунок 1 – Общий вид ЦПУ



Рисунок 2 – Маркировка ЦПУ знаком ЕАС, указание серийного номера ЦПУ

Таблица 1 – Состав ЦПУ

ЦПУ	X20CP1301, X20cCP1301	X20CP1381, X20CP1381-RT	X20CP1382, X20CP1382-RT, X20cCP1382-RT
Процессор Intel® Atom™, совместимый со встроенным процессором ввода/вывода	Vx86EX-200	Vx86EX-200	Vx86EX-400
ОЗУ	128 Мб DDR3	128 Мб DDR3	256 Мб DDR3
Сегнетоэлектрическая оперативная память (FRAM)	16 Кб	16 Кб	32 Кб
Встроенный флеш-накопитель (eMMC)	1 Гб	1 Гб	1 Гб
Слот для вставных интерфейсных модулей X20	1	1	1
Интерфейс USB	1	2	2
Интерфейс RS232	1	1	1
Интерфейс Ethernet 10/100 Base-T	1	1	1
Интерфейс X2X	1	1	1
Интерфейс CAN	-	1	1
Интерфейс POWERLINK	-	1	1
Число дискретных входов, 24 В пост. тока, пассивный (sink)	14	14	14
Число дискретных входов, 2 мкс, 24 В пост. тока, пассивный (sink)	4	4	4
Дискретных выходов, 24 В=, 0,5 А, активный	4	4	4
Дискретных выходов, 2 мкс, 24 В=, 0,2 А	4	4	4
Дискретных входов/выходов, 24 В=, 0,5 А, конфигурируется программно	4	4	4
Аналоговых входа ± 10 В или от 0 до 20 мА / от 4 до 20 мА, 1 РТ1000 вместо аналогового входа	2	2	2

Программное обеспечение

Программное обеспечение ЦПУ можно разделить на 2 группы – встроенное программное обеспечение (ВПО) и внешнее, устанавливаемое на персональный компьютер (ПК).

ВПО является метрологически значимой частью программного обеспечения (далее по тексту ПО), оно устанавливается в энергонезависимую память ЦПУ в производственном цикле на заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации доступ к ВПО отсутствует.

Конструкция ЦПУ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

Внешнее ПО Automation Studio, идентификационные данные которого описаны в таблице 1, содержит инструментальные средства для работы с устройствами центральными процессорными. Оно позволяет выполнять:

- конфигурирование и настройку параметров устройств центральных процессорных (ЦПУ) (выбор количества используемых измерительных каналов, диапазонов измерений или воспроизведения сигналов, тип подключаемого измерительного преобразователя (датчика) и др.);
- конфигурирование каналов связи;
- программирование логических задач на языках Continuous Function Chart (CFC), B&R Automation Basic, Function Block Diagram (FBD), Ladder Forms (LD), Instruction List (IL), Structured Text (ST), Sequential Function Chart (SFC), ANSI C, C++;
- настройку интерфейса оператора;
- настройку функций архивации данных и событий;
- тестирование сконфигурированного комплекса;
- установку паролей для защиты от несанкционированного доступа,
- другие функции, задаваемые пользователем.

Automation Runtime – однородная среда выполнения для всех ЦПУ производителя. Она используется для настройки аппаратных средств, выполнения прикладных программ и подготовки коммуникационных и диагностических интерфейсов.

ПО Automation Studio не даёт доступа к внутренним программным микрокодам измерительных входов ЦПУ и не позволяет вносить изменения во внутреннее ПО модуля.

Таблица 2 – Идентификационные данные внешнего программного обеспечения ЦПУ

Идентификационные данные (признаки)	Внутреннее ПО модулей номер аптейда для модуля и версии firmware (fw)	Исполни- тельная система (AR) (ОС реального времени)	Внешнее ПО
Идентификационное наименование ПО	AS4_HW_X20CP1301.exe AS4_HW_X20CP1381.exe AS4_HW_X20CP1381-RT.exe AS4_HW_X20CP1382.exe AS4_HW_X20CP1382-RT.exe AS4_HW_X20cCP1301.exe AS4_HW_X20cCP1382-RT.exe	Automation Runtime	Automation Studio
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Номер версии для модуля не ниже 1.6.1.0(прошивка не ниже 13)	Версия не ниже V4.08	Версия не ниже 4.2
Цифровой идентификатор ПО	-	-	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-	-	-

Приём и передача информационных и управляющих пакетов выполняется по специализированным протоколам обмена с проверкой формата сообщений; сообщения, не проходящие контроль, не принимаются. Это обеспечивает отказоустойчивость и целостность передачи данных.

ПО имеет уровень защиты «высокий» от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) ЦПУ приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ЦПУ

Диапазоны сигналов ²		Разрешение	Пределы допускаемой абсолютной погрешности ¹	Пределы дополнительной абсолютной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды ² , °C	Примечание
на входе	на выходе				
от -10 до +10 В	от -32768 до 32767	12 бит +знак	$\pm(0,04 \cdot D + 0,18 \cdot X)$	$\pm(0,008 \cdot D + 0,017 \cdot X)$	D = 20 В
от 0 до 20 мА от 4 до 20 мА	от 0 до 32767*	12 бит	$\pm(0,1 \cdot D + 0,15 \cdot X);$ $\pm(0,15 \cdot D + 0,25 \cdot X)$	$\pm(0,008 \cdot D + 0,015 \cdot X);$ $\pm(0,012 \cdot D + 0,023 \cdot X)$	D = 20 мА
сигналы от термопреобразователей сопротивления Pt1000: от -200 до 850 °C; сопротивление: от 0,1 до 4000 Ом	Pt1000: от -200 до 850 °C сопротивление: от 0 до 4000 Ом	13 бит	$\pm(0,15 D + 0,3 X)^2$	$\pm(0,012 D + 0,023 X)^2$	Характеристики погрешности выражены в значениях сопротивления, D= 3999 Ом, X – в значениях сопротивления

Примечания

1) пределы допускаемой абсолютной погрешности и пределы дополнительной абсолютной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды, приведены в виде формулы

$\pm(B \cdot D + A \cdot X)$, где

X - измеренное значение;

D – диапазон измерений/преобразования;

A и B – коэффициенты в %;

2) пределы допускаемой абсолютной погрешности и пределы дополнительной абсолютной погрешности, вызванной изменением температуры окружающей среды по входам сигналов термопреобразователей сопротивления выражены в значениях сопротивления, X - в значениях сопротивления, соответствующего индицируемой устройством центрального процессорного температуре.

* При токах < 4 мА для аналогового значения установлен нижний предел, равный 0.

*Для аналогового значения установлен нижний предел, равный 0.

Технические характеристики ЦПУ приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значения для устройств центральных процессорных	
	X20CP1301 X20CP1381 X20CP1382 X20CP1381-RT X20CP1382-RT	X20cCP1301 X20cCP1382-RT
Температура окружающего воздуха (нормальная температура 25 ± 5 °C), °C - при горизонтальной установке - при вертикальной установке	от -25 до +60 от -25 до +50	
Относительная влажность, %	от 5 до 95 без конденсации	до 100 с конденсацией
Температура транспортирования и хранения, °C	от -40 до +85	
Напряжение питания постоянного тока, В	24 (+20%, -15%)	
Потребляемая мощность модуля без интерфейсного модуля и USB, Вт, не более	7,5	
Габаритные размеры, ширина × высота × глубина, мм, не более	164×99×75	
Установка при высоте над уровнем моря 0 до 2000 м более 2000 м	Без изменений температуры при эксплуатации уменьшение температуры эксплуатации на 0,5 °C /100 м	
Степень защиты корпуса центральных процессорных устройств по ГОСТ 14254-15 (EN60529)	IP20	
Масса, кг	0,3	0,31

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность ЦПУ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20	X20CP1301, X20cCP1301, X20CP1381, X20CP1381-RT, X20CP1382, X20CP1382-RT, X20cCP1382-RT	согласно заказу
Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20. Руководство пользователя*	-	1
Крышка слота интерфейсных модулей	-	1
X20, заглушка правая	X20AC0SR1	1
X20, клеммная колодка, 16 выводов	X20TB1F	3
* предоставляется по требованию заказчика		

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Устройства центральные процессорные системы управления B&R X20. Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к устройствам центральным процессорным системы управления B&R X20:

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

ГОСТ Р 51841-2001 Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия

Изготовитель

фирма B&R Industrial Automation GmbH

Адрес: B&R Strasse 1, 5142 Eggelsberg, Austria (Австрия)

Телефон: +43 (0)7748/6586-0

Факс +43 (0)7748/6586-26

Web-сайт: <https://www.br-automation.com>

E-mail: office@br-automation.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

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

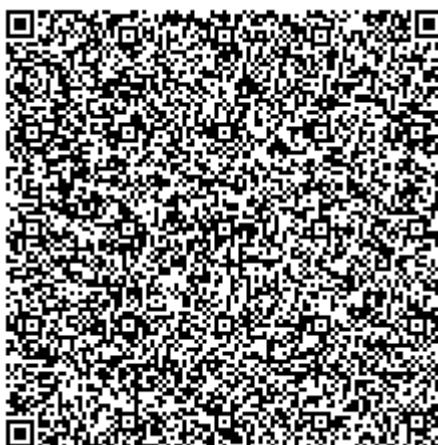
Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени на энергообъектах АО «РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод», сбора, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ), устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер базы данных (БД), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», каналобразующую аппаратуру и 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 счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя активная электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин. 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 минут.

По запросу или в автоматическом режиме (каждые 30 мин.) цифровой сигнал со счетчика по линиям связи поступает на УСПД, где собранная информация консолидируется, осуществляется вычисление электроэнергии с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и по автоматическим запросам передается на сервер АИИС КУЭ уровня ИВК (не менее 1 раза в сутки). Полученная информация записывается в память сервера ИВК, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и оформление справочных и отчетных документов.

Уровень ИВК раз в сутки формирует отчеты в виде xml-файлов формата 80020 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.

Передача документов с результатами измерений, данными о состоянии средств и объектов измерений, в виде xml-файлов формата 80020, производится по электронной почте с использованием электронной подписи (ЭП) в ПАК АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности, в рамках согласованного регламента.

Результаты измерений передаются в целых кВт·ч (квар·ч). При этом необходимо использовать следующие правила округления – дробный результат измерений на интервале измерений округляется до целых кВт·ч (квар·ч) по алгебраическим правилам округления. Если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. При этом разница между не округленным значением и округленным прибавляется к результату измерений на следующем интервале с сохранением знака. Если применяется алгоритм приведения точек измерений к точкам поставки, то округление необходимо производить после применения этого алгоритма.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени системы используется устройство синхронизации системного времени УССВ-2, синхронизированного с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС.

Синхронизация часов УСПД RTU-327 выполняется при расхождении с источником точного времени (УССВ-2) более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не менее 1 раза в сутки.

Синхронизация часов сервера ИВК выполняется от часов УСПД, при расхождении времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не менее 1 раза в сутки.

В процессе сбора информации из счетчиков УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени. В случае расхождения времени более чем ± 2 с, производится синхронизация времени в счетчиках электрической энергии.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО 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. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не менее 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические характеристики измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование присоединения	Фаза	Тип ТТ, ТН, Счётчика		Номер в Госреестре	Ктт, Ктн	Класс точности	УССВ/УСПД	Сервер
1	2	3	4		5	6	7	8	9
1	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 1	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S	УССВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
2	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 2	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
3	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 3	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
4	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 4	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5	6	7	8	9
5	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 5	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S	УССВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
6	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 6	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
7	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 7	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОЛ(П)-СВЭЛ	70107-17	10000/100	0,5		
		ВС		НОЛ(П)-СВЭЛ	70107-17	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
8	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ГРУ-10 кВ, Ввод 8	А	ТТ	ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		С		ТЛШ-10	11077-03	5000/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10	363-49	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
9	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ЩСН-1, Ввод 1 0,4 кВ	А	ТТ	ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		В		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		С		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		-	Счетчик	Альфа А1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5	6	7	8	9
10	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ЩСН-1, Ввод 2 0,4 кВ	A	ТТ	ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5	УСБВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		B		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		C		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
11	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ЩСН-4, Ввод 3 0,4 кВ	A	ТТ	ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		B		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		C		ТШП 0,66	15173-01	300/5	0,5S		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
12	ПС НКАЗ-2 220 кВ, ЩСН-4, Ввод 4 0,4 кВ	A	ТТ	ТШП 0,66	15173-01	400/5	0,5S		
		B		ТШП 0,66	15173-01	400/5	0,5S		
		C		ТШП 0,66	15173-01	400/5	0,5S		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
13	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ АЗ-1	A	ТТ	ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S		
		B		ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S		
		C		ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S		
		A	ТН	НКФ-110-57	14205-05	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,2		
		B		НКФ-110-57	14205-05	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,2		
		C		НКФ-110-57	14205-05	$110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$	0,2		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5	6	7	8	9
14	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ АЗ-2	А	ТТ	ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S	УССВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		В		ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S		
		С		ТГФ110-II*	34096-07	750/5	0,5S		
		А	ТН	НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		В		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		С		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
15	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ АЗ-3	А	ТТ	ТГФ110	16635-04	1500/5	0,2		
		В		ТГФ110	16635-04	1500/5	0,2		
		С		ТГФ110	16635-04	1500/5	0,2		
		А	ТН	НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,2		
		В		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,2		
		С		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,2		
		-	Счетчик	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
16	Кузнецкая ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ АЗ-4	А	ТТ	ТВГ-110	22440-02	600/5	0,5		
		В		ТВГ-110	22440-02	600/5	0,5		
		С		ТВГ-110	22440-02	600/5	0,5		
		А	ТН	НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		В		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		С		НКФ-110-57	14205-05	110000:√3/100:√3	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
17	ТП-11 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. Алком-1	А	ТТ	ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		С		ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		АВ	ТН	НОМ-10-66	4947-75	10000/100	0,5		
		ВС		НОМ-10-66	4947-75	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5	6	7	8	9
18	ТП-11 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. Алком-2	A	ТТ	ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S	УССВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		C		ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		AB	ТН	НОМ-10-66	4947-75	10000/100	0,5		
		BC		НОМ-10-66	4947-75	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
19	ЦП-25 10 кВ, ЦП-25-1 10 кВ, яч. Адамант	A	ТТ	ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		C		ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		A, B, C	ТН	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
20	ТП-103 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. Дорожник	A	ТТ	T-0,66	52667-13	200/5	0,5		
		B		T-0,66	52667-13	200/5	0,5		
		C		T-0,66	52667-13	200/5	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
21	КПП-1 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ в сторону ЦП-6	A	ТТ	ТПЛ-10-М	22192-03	150/5	0,5S		
		C		ТПЛ-10-М	22192-03	150/5	0,5S		
		A, B, C	ТН	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	6000/100	0,5		
		A, B, C	ТН	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	6000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4		5	6	7	8	9
22	ЦП-13 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. Водоканал	A	ТТ	ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S	УСВВ-2 пер. № 54074-21 RTU-327 пер. № 41907-09	Compaq ProLiant ML370
		С		ТПЛ-10-М	22192-03	30/5	0,5S		
		A, B, C	ТН	НТМК-6-71	323-49	6000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
23	ТП-30 10 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. Терем-НК	A	ТТ	Т-0,66	52667-13	300/5	0,5S		
		B		Т-0,66	52667-13	300/5	0,5S		
		С		Т-0,66	52667-13	300/5	0,5S		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		
24	РП-15 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. Гриффитс	A	ТТ	ТПЛМ-10	2363-68	150/5	0,5		
		С		ТПЛ-10	1276-59	150/5	0,5		
		A, B, C	ТН	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5		
		-	Счетчик	Альфа A1800 A1802RAL-P4GB-DW-4	31857-11	-	0,2S/0,5		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)					
Номер ИК	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_W^A$), %			
		I , 1% от $I_{\text{ном}}$ (1 % $\leq I < 5$ %)	I , 5% от $I_{\text{ном}}$ (5 % $\leq I < 20$ %)	I , 20% от $I_{\text{ном}}$ (20 % $\leq I < 100$ %)	I , 100 (120)% от $I_{\text{ном}}$ (100 % $\leq I < 120$ %)
15	1	-	$\pm 1,0$	$\pm 0,6$	$\pm 0,5$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$
13	1	$\pm 1,7$	$\pm 1,0$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	$\pm 5,3$	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)					
Номер ИК	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_W^A$), %			
		$I, 1\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($1\% \leq I < 5\%$)	$I, 5\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($5\% \leq I < 20\%$)	$I, 20\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($20\% \leq I < 100\%$)	$I, 100 (120)\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($100\% \leq I < 120\%$)
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 14, 17, 18, 19, 21, 22	1	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	$\pm 5,4$	$\pm 3,2$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
16, 24	1	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$
9, 11, 12, 23	1	$\pm 1,7$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	$\pm 5,3$	$\pm 2,9$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
10, 20	1	-	$\pm 1,7$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$
	0,5 _{инд.} (0,8 _{смк.})	-	$\pm 5,4$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$
Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Коэффициент мощности, $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta_W^P$), %			
		$I, 5\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($5\% \leq I < 20\%$)	$I, 20\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($20\% \leq I < 100\%$)	$I, 100 (120)\% \text{ от } I_{\text{ном}}$ ($100\% \leq I < 120\%$)	
15	0,87 (0,5)	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$	
13	0,87 (0,5)	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 4,2$	$\pm 4,2$	
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 14, 17, 18, 19, 21, 22	0,87 (0,5)	$\pm 3,4$	$\pm 2,6$	$\pm 2,6$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 4,7$	$\pm 4,7$	
16, 24	0,87 (0,5)	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 6,3$	$\pm 4,7$	
9, 11, 12, 23	0,87 (0,5)	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 3,9$	$\pm 3,9$	
10, 20	0,87 (0,5)	$\pm 5,5$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$	
	0,97 (0,25)	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,9$	
Предел допускаемой погрешности СОЕВ в сутки, с					± 5

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовой);

2 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 метрологических характеристик указанных в таблице 3. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные, утвержденного типа;

3 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО);

4 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: - напряжение, % от Уном - ток, % от Ином - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 20 до 100 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: - напряжение, % от Уном - ток, % от Ином - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - температура окружающей среды для сервера, °С - магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +50 от -40 до +65 от -20 до +50 от +10 до +25 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ УССВ-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	120000 2 240000 1 74500 24 70000 1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	60
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	30
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов передачи данных;

– резервирование используемых серверов.

Защищенность 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:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована);

– о состоянии средств измерений.

Цикличность:

– измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора результатов измерений – 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт
Трансформатор тока	ТЛШ-10	16
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	10
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТГФ110	3
Трансформатор тока	ТГФ110-II*	6
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	3
Трансформатор тока шинный	ТШП 0,66	12
Трансформатор	НОМ-10	14
Трансформатор напряжения	НОЛ(П)-СВЭЛ	2
Трансформатор напряжения	НОМ-10-66	2
Трансформатор напряжения	НТМК-6-71	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800 А1802RAL-P4GB-DW-4	24
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Сервер	Compaq ProLiant ML370	1
Формуляр-Паспорт	ЕСМБ.422231.014 ФО-ПС	1
Руководство пользователя	ЕСМБ.422231.014 РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод», аттестованном ФБУ «Кузбасский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.310473 от 20.09.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «РУСАЛ Новокузнецкий Алуминиевый Завод»

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «РУСАЛ Новокузнецкий Аллюминиевый Завод» (АО «РУСАЛ Новокузнецк»)
ИНН 4221000535
Адрес: 654034, РФ, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, проезд Ферросплавный, 7
Телефон: 8 (3843) 39-73-22

Испытательный центр

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

Адрес: 654032, г. Новокузнецк, ул. Народная, д. 49

Юридический адрес: 650991, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

Телефон: 8 (3843) 36-41-41

Факс: 8 (3843) 36-02-62

Web-сайт: <http://www.kuzcsm.ru>

E-mail: info@nf.kuzcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кузбасский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312319 от 21.11.2017 г.

