

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

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 измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10401 ЗБ АО "ТАИФ-НК"	Обозначение отсутствует	Е	86108-22	10401	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	ОС	МП 2103/2-311229-2022	2 года	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	21.03.2022
2.	Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10400 ЗБ АО "ТАИФ-НК"	Обозначение отсутствует	Е	86109-22	10400	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	ОС	МП 2103/1-311229-2022	2 года	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск, Республика Татарстан	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	21.03.2022
3.	Система измерительная массового расхода (массы) метанола поз.	Обозначение отсутствует	Е	86110-22	10409	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижне-	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижне-	ОС	МП 2103/3-311229-2022	2 года	Акционерное общество "ТАИФ-НК" (АО "ТАИФ-НК"), г. Нижнекамск,	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	21.03.2022

	10409 ЗБ АО "ТАИФ-НК"					камск, Республика Татарстан	камск, Республика Татарстан				Республика Татарстан		
4.	Комплекс эталонный	ЭК КВ7	Е	86111-22	ННЦСМ1	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ФБУ "Нижегородский ЦСМ"), г. Нижний Новгород	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ФБУ "Нижегородский ЦСМ"), г. Нижний Новгород	ОС	МП 2302-0148-2021	3 года	Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области" (ФБУ "Нижегородский ЦСМ"), г. Нижний Новгород	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", г. Санкт-Петербург	12.04.2022
5.	Комплекс измерительного-вычислительный управляющих	КУРС-НГ	Е	86112-22	2120062	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение СА-РОВ-ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"), г. Саров, Нижегородская обл.	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение СА-РОВ-ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"), г. Саров, Нижегородская обл.	ОС	ИЦФР.421 451.002РЭ1	3 года	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственное объединение СА-РОВ-ВОЛГОГАЗ" (ООО "НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ"), г. Саров, Нижегородская обл.	ФБУ "Нижегородский ЦСМ", г. Нижний Новгород	30.03.2022
6.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП	Обозначение отсутствует	Е	86113-22	01	Общество с ограниченной ответственностью "Итом-Прогресс" (ООО "Итом-Прогресс"),	Общество с ограниченной ответственностью "Итом-Прогресс" (ООО "Итом-Прогресс"),	ОС	НА.ГНМЦ. 0662-22 МП	1 год	Публичное акционерное общество "Удмуртнефть" имени В.И. Кудинова (ПАО "Уд-	АО "Нефтеавтоматика", г. Казань	18.03.2022

	"Мишкино" ПАО "Уд- муртнефть" им. В.И. Ку- динова					г. Ижевск	г. Ижевск				муртнефть" им. В.И. Куди- нова), г. Ижевск		
7.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ОАО ХБК "Шуй- ские ситцы"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	86114-22	008	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЕЭС- Гарант" (ООО "ЕЭС- Гарант"), Мос- ковская обл., г.о. Красно- горск	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЕЭС- Гарант" (ООО "ЕЭС- Гарант"), Мос- ковская обл., г.о. Красно- горск	ОС	МП 036- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "Стройэнерге- тика" (ООО "Стройэнерге- тика"), г. Москва	ООО "Спец- энергопроект", г. Москва	16.05.2022
8.	Система ав- томатизиро- ванная ин- формацион- но- измеритель- ная коммер- ческого уче- та электро- энергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ СИБИРЬ" 6- я очередь	Обозна- чение отсут- ствует	Е	86115-22	259	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ СИ- БИРЬ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГО- СБЫТ СИ- БИРЬ" (ООО "РУСЭНЕР- ГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск	ОС	МП-006- 2022	4 года	Общество с ограниченной ответственно- стью "РУС- ЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ" (ООО "РУС- ЭНЕРГОСБЫТ ИБИРЬ"), г. Красноярск	ООО "Метро- Сервис", г. Красноярск	19.05.2022
9.	Расходомеры электромаг- нитные	SMART FLOW	С	86116-22	SMARTFLOW - /STR/F/50/TP/CT/K/ 00/24/0/MC/0,1/0/Ф - зав. №30001, SMARTFLOW- /STM/S/40/TP/CT/P/	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЮМИС ПРО" (ООО "ЮМИС	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЮМИС ПРО" (ООО "ЮМИС	ОС	МП 208- 017-2022	5 лет	Общество с ограниченной ответственно- стью "ЮМИС ПРО" (ООО "ЮМИС	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	11.05.2022

					05/220/0/HT/1,6/0/C - зав. №30002, SMARTFLOW- /STE/K/25/T/CT/P/0 5/220/1/MC/1,6/0/Ф - зав.№30003	ПРО"), г. Домодедово, Московская обл.	ПРО"), г. Домодедово, Московская обл.				ПРО"), г. Домодедово, Московская обл.		
10.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ" для энергоснабжения потребителей: ООО "ЭНЕРГОПРОМСТРОЙ-Сервис", ООО "Кондратьевский", ЗАО "Соломенский лесозавод", ЗАО "Гостиница "Туррис"	Обозначение отсутствует	Е	86117-22	227	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ОС	МП-312235-192-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "РУСЭНЕРГОСБЫТ" (ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"), г. Москва	ООО "Энергокомплекс", г. Магнитогорск	15.04.2022
11.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	86118-22	1	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая ком-	Акционерное общество "Чел-боксарское производ-ственное объ-	ОС	МП-425-RA.RU.310 556-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Энергетическая ком-	Западно-Сибирский филиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	23.05.2022

	измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "ЧПО им. В. И. Чапаева"					пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург	единение имени В. И. Чапаева" (АО "ЧПО им. В. И. Чапаева"), г. Чебоксары				пания "СТИ" (ООО "ЭК "СТИ"), г. Санкт-Петербург		
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ "Красный Яр"	Обозначение отсутствует	Е	86119-22	364	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	Публичное акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ПАО "ФСК ЕЭС"), г. Москва	ОС	МП 206.1-015-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ" (ООО "ИЦ ЭАК"), г. Москва	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	20.05.2022
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Самара" Сергиевское ЛПУ	Обозначение отсутствует	Е	86120-22	12.001-2022	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-412-RA.RU.310 556-2022	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	25.05.2022
14.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	86121-22	12.002-2022	Инженерно-технический	Инженерно-технический	ОС	МП-411-RA.RU.310	4 года	Инженерно-технический	Западно-Сибирский фи-	25.05.2022

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Самара" Тольяттинское ЛПУ	отсутствует				центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург		556-2022		центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	лиал ФГУП "ВНИИФТРИ", г. Новосибирск	
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" ООО "Газпром трансгаз Самара" Северное ЛПУ МГ КС-7	Обозначение отсутствует	Е	86122-22	12.003-2022	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 26.51/143/22	4 года	Инженерно-технический центр Общества с ограниченной ответственностью "Газпром энерго" (Инженерно-технический центр ООО "Газпром энерго"), г. Оренбург	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	15.04.2022
16.	Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические	РГС-80	Е	86123-22	6158, 6159	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.	Акционерное общество "Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е.	ОС	ГОСТ 8.346-2000	5 лет	Акционерное общество "Транснефть - Урал" (АО "Транснефть - Урал"), г. Уфа	ООО "Метро-КонТ", г. Казань	09.10.2020

						Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк	Крюкова" (АО "НЗРМК им. Н.Е. Крюкова"), Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк						
17.	Установки для поверки счетчиков электрической энергии	СУ203	С	86147-22	исполнение СУ203-ТА-16-50 зав. №003009170291489	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	ОС	МП.САНТ. 411722.005 Д1	2 года	Акционерное общество "Электротехнические заводы "Энергомера" (АО "Энергомера"), г. Ставрополь	ФБУ "Северо-Кавказский ЦСМ", г. Ставрополь	01.02.2022
18.	Установки баллистические	AP8001	С	86148-22	21001	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ОС	A3009.0379 .МП-2021	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ", Нижегородская обл., г. Саров	31.03.2021
19.	Калибраторы электрического сопротивления	КС	С	86149-22	модификация КС-50k0-100G0-M19 заводской № 471542; модификация КС-10G0-10T0-M19 с заводским номером 471543	Общество с ограниченной ответственностью "СОНЭЛ" (ООО "СОНЭЛ"), д. Григорчиково Московской обл.	Общество с ограниченной ответственностью "СОНЭЛ" (ООО "СОНЭЛ"), д. Григорчиково Московской обл.	ОС	РТ-МП-176-551-2022	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СОНЭЛ" (ООО "СОНЭЛ"), д. Григорчиково Московской обл.	ФБУ "Ростест-Москва", г. Москва	19.05.2022

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86108-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10401 ЗБ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10401 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерения объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, температуры, массового расхода.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 76785-19) модели RCCT34 (далее – ROTAMASS);

- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A);

- термопреобразователи сопротивления ТСП-0193, ТСП-1293, ТСП-1393, ТСП-1193, ТСП-1195, ТСП-0196, ТСП-0395, ТСП-0397, ТСМ-0193, ТСМ-1293, ТСМ-1193, ТСМ-1393, ТСМ-0196, ТСМ-0395 (регистрационный номер 56560-14) исполнения ТСП-0193 (далее – ТСП-0193) в комплекте с преобразователями измерительными серии УТА модели УТА70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – УТА70).

В состав СОИ входят следующие средства измерений (далее – СИ):

- контроллеры измерительные ROC/FloBoss, модификаций ROC 809, 809L, 827, 827L и FloBoss 103, 107, 107E (регистрационный номер 59616-15) модификации ROC 809 (далее – контроллер);

- преобразователи измерительные модели D1000 (регистрационный номер 44311-10) модификации D1060S (далее – D1060S);

- преобразователи измерительные серии S, K, H (регистрационный номер 65857-16) модели KFD2-STC5-Ex1 (далее – KFD2-STC5-Ex1).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- измерительные сигналы ПИП массового расхода передаются на контроллер через D1060S;

- измерительные сигналы ПИП давления передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1;

– измерительные сигналы ПИП температуры передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1.

ИС выполняет следующие функции:

– измерение, обработку, хранение, контроль и индикацию текущих значений температуры, давления, массового расхода (массы) азота, объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям;

– отображение измеренных и вычисленных значений на рабочей станции;

– возможность передачи измеренных параметров потока азота по цифровому интерфейсу связи контроллера для отображения и регистрации результатов измерения, ведения архивов;

– формирование, отображение и печать текущих отчетов;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ROC 809
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода азота, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 429,22 до 2317,80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям, %	±0,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов на каждые 10000 импульсов, импульс	±1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,12

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Массовый расход азота, кг/ч	от 500 до 2700
Температура азота, °С	от -30 до 50
Избыточное давление азота, кгс/см ²	от 0 до 25
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С	
– в месте установки СИ, входящих в состав СОИ	от 15 до 25
– в месте установки ROTAMASS, ТСП-0193, УТА70	от -40 до 45
– в месте установки EJX 530A	от 0 до 45
б) относительная влажность (без конденсации влаги), %	
– в месте установки контроллер и KFD2-STC5-Ex1	не более 95
– в месте установки ROTAMASS	не более 100
– в месте установки ТСП-0193, EJX 530A, D1060S, УТА70	не более 90
в) атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃
– частота переменного тока, Гц	50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10401 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 10401	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем азота. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) азота поз. 10401 ЗБ АО «ТАИФ-НК». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2202/3–320–311459–2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16, факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>
E-mail: referent@taifnk.ru

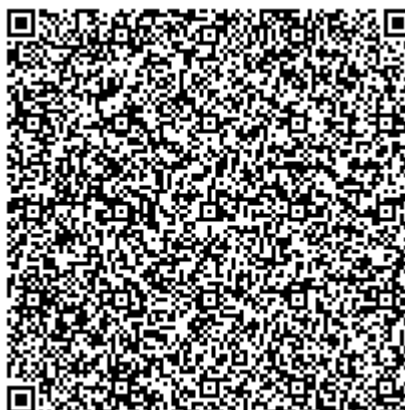
Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район,
г. Нижнекамск, ул. Соболековская, здание 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16
Факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: www.taifnk.ru
E-mail: referent@taifnk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86109-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10400 ЗБ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10400 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерения объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939–63 (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, температуры, массового расхода.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 76785-19) модели RCCT34 (далее – ROTAMASS);

- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A);

- термопреобразователи сопротивления ТСП-0193, ТСП-1293, ТСП-1393, ТСП-1193, ТСП-1195, ТСП-0196, ТСП-0395, ТСП-0397, ТСМ-0193, ТСМ-1293, ТСМ-1193, ТСМ-1393, ТСМ-0196, ТСМ-0395 (регистрационный номер 56560-14) исполнения ТСП-0193 (далее – ТСП-0193) в комплекте с преобразователями измерительными серии УТА модели УТА70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – УТА70).

В состав СОИ входят следующие средства измерений (далее – СИ):

- контроллеры измерительные ROC/FloBoss, модификаций ROC 809, 809L, 827, 827L и FloBoss 103, 107, 107E (регистрационный номер 59616-15) модификации ROC 809 (далее – контроллер);

- преобразователи измерительные модели D1000 (регистрационный номер 44311-10) модификации D1060S (далее – D1060S);

- преобразователи измерительные серии S, K, H (регистрационный номер 65857-16) модели KFD2-STC5-Ex1 (далее – KFD2-STC5-Ex1).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- измерительные сигналы ПИП массового расхода передаются на контроллер через D1060S;

- измерительные сигналы ПИП давления передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1;

– измерительные сигналы ПИП температуры передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1.

ИС выполняет следующие функции:

– измерение, обработку, хранение, контроль и индикацию текущих значений температуры, давления, массового расхода (массы) азота, объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям;

– отображение измеренных и вычисленных значений на рабочей станции;

– возможность передачи измеренных параметров потока азота по цифровому интерфейсу связи контроллера для отображения и регистрации результатов измерения, ведения архивов;

– формирование, отображение и печать текущих отчетов;

– защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ROC 809
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода азота, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 429,22 до 2317,80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) азота, приведенного к стандартным условиям, %	±0,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов на каждые 10000 импульсов, импульс	±1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,12

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Массовый расход азота, кг/ч	от 500 до 2700
Температура азота, °С	от -30 до 50
Избыточное давление азота, кгс/см ²	от 0 до 10
Условия эксплуатации:	
а) температура окружающей среды, °С	
– в месте установки СИ, входящих в состав СОИ	от 15 до 25
– в месте установки ROTAMASS, ТСП-0193, УТА70	от -40 до 45
– в месте установки EJX 530A	от 0 до 45
б) относительная влажность (без конденсации влаги), %	
– в месте установки контроллера и KFD2-STC5-Ex1	не более 95
– в месте установки ROTAMASS	не более 100
– в месте установки ТСП-0193, EJX 530A, D1060S, УТА70	не более 90
в) атмосферное давление, кПа	от 84 до 106
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	220 ⁺²² ₋₃₃
– частота переменного тока, Гц	50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная объемного расхода (объема) азота поз. 10400 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 10400	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Объемный расход и объем азота. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) азота поз. 10400 ЗБ АО «ТАИФ-НК». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2202/4–320–311459–2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16, факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>
E-mail: referent@taifnk.ru

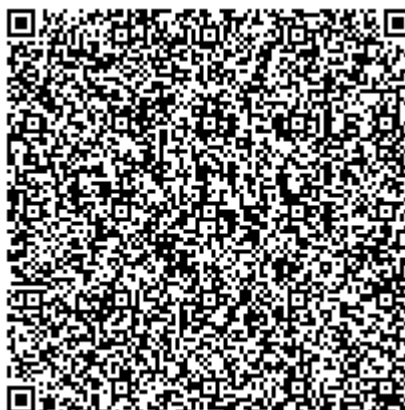
Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район,
г. Нижнекамск, ул. Соболековская, здание 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16
Факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: www.taifnk.ru
E-mail: referent@taifnk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86110-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерительная массового расхода (массы) метанола поз. 10409
ЗБ АО «ТАИФ-НК»**

Назначение средства измерений

Система измерительная массового расхода (массы) метанола поз. 10409 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений массового расхода (массы) метанола.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (далее – ПИП) давления, температуры, массового расхода.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- счетчики-расходомеры массовые кориолисовые ROTAMASS (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 76785-19) модели RCCT36 (далее – ROTAMASS);

- преобразователи давления измерительные EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A);

- термопреобразователи сопротивления ТСП-0193, ТСП-1293, ТСП-1393, ТСП-1193, ТСП-1195, ТСП-0196, ТСП-0395, ТСП-0397, ТСМ-0193, ТСМ-1293, ТСМ-1193, ТСМ-1393, ТСМ-0196, ТСМ-0395 (регистрационный номер 56560-14) исполнения ТСП-0193 (далее – ТСП-0193) в комплекте с преобразователями измерительными серии УТА модели УТА70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – УТА70).

В состав СОИ входят следующие средства измерений (далее – СИ):

- контроллеры измерительные ROC/FloBoss, модификаций ROC 809, 809L, 827, 827L и FloBoss 103, 107, 107E (регистрационный номер 59616-15) модификации ROC 809 (далее – контроллер);

- преобразователи измерительные модели D1000 (регистрационный номер 44311-10) модификации D1060S (далее – D1060S);

- преобразователи измерительные серии S, K, H (регистрационный номер 65857-16) модели KFD2-STC5-Ex1 (далее – KFD2-STC5-Ex1).

ИС осуществляет измерение параметров технологического процесса следующим образом:

- измерительные сигналы ПИП массового расхода передаются на контроллер через D1060S;

- измерительные сигналы ПИП давления передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1;

– измерительные сигналы ПИП температуры передаются на контроллер через KFD2-STC5-Ex1.

ИС выполняет следующие функции:

- измерение, обработку, хранение, контроль и индикацию текущих значений температуры, давления, массового расхода и массы метанола;
- отображение измеренных и вычисленных значений на рабочей станции;
- возможность передачи измеренных параметров потока метанола по цифровому интерфейсу связи контроллера для отображения и регистрации результатов измерения, ведения архивов;
- формирование, отображение и печать текущих отчетов;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа к программным средствам и изменения установленных параметров.

Заводской номер ИС наносится типографским способом на табличку, расположенную на шкафу СОИ.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО ИС

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ROC 809
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.03.01
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода метанола, кг/ч	от 1500 до 4250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) метанола, %	$\pm 0,44$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов на каждые 10000 импульсов, импульс	± 1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	$\pm 0,12$

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИС

Наименование характеристики	Значение
Температура метанола, °С	от 0 до 50
Избыточное давление метанола, кгс/см ²	от 0 до 10
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С – в месте установки СИ, входящих в состав СОИ – в месте установки ROTAMASS, ТСП-0193, УТА70 – в месте установки EJX 530A б) относительная влажность (без конденсации влаги), %	от 15 до 25 от -40 до 45 от 0 до 45
– в месте установки контроллера и KFD2-STC5-Ex1 – в месте установки ROTAMASS – в месте установки ТСП-0193, EJX 530A, D1060S, УТА70 в) атмосферное давление, кПа	не более 95 не более 100 не более 90 от 84 до 106
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная массового расхода (массы) метанола поз. 10409 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 10409	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Массовый расход и масса метанола. Методика измерений системой измерительной массового расхода (массы) метанола поз. 10409 ЗБ АО «ТАИФ-НК». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 2202/2–320–311459–2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 07 февраля 2018 года № 256 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16, факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: <https://www.taifnk.ru>
E-mail: referent@taifnk.ru

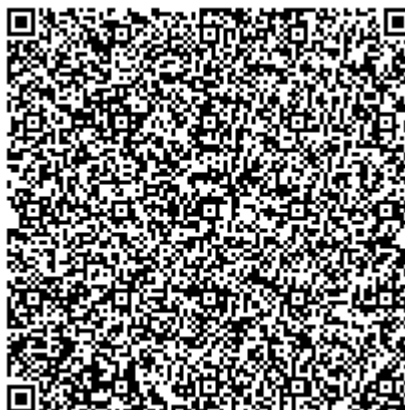
Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)
ИНН 1651025328
Адрес: 423574, Российская Федерация, Республика Татарстан, Нижнекамский район,
г. Нижнекамск, ул. Соболековская, здание 45, офис 108
Телефон: (8555) 38-16-16
Факс: (8555) 38-17-17
Web-сайт: www.taifnk.ru
E-mail: referent@taifnk.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86111-22

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс эталонный ЭК КВ7

Назначение средства измерений

Комплекс эталонный ЭК КВ7 (далее – комплекс) предназначен для хранения и передачи единицы кинематической вязкости жидкости, поверки и калибровки вискозиметров различных типов, измерений кинематической вязкости исследуемых жидкостей в лабораторных условиях.

Комплекс применяют в качестве рабочего эталона 1-го разряда согласно п. 6.1 Государственной поверочной схемы для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2622 от 05.11.2019.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса основан на измерении вязкости жидкости по времени ее истечения через капилляр вискозиметра стеклянного капиллярного эталонного, помещенного в ванну термостата. Время истечения определенного объема жидкости заключенного между двумя метками на поверхности рабочей трубки измерительного резервуара вискозиметра, измеряет оператор с применением секундомера электронного.

Конструктивно комплекс представляет собой единичный экземпляр, состав которого представлен в таблице 1.

Общий вид комплекса представлен на рисунке 1.

Наименование комплекса – Комплекс эталонный ЭК КВ7, заводской номер ННЦСМ1, год изготовления 2021 г. приводят в документе 02567296.436614.001РЭ «Комплекс эталонный ЭК КВ7. Руководство по эксплуатации» и на шильдике, расположенный на первом футляре для хранения вискозиметров стеклянных капиллярных эталонных, методом трафаретной печати (рисунок 2).

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке (при его оформлении).

Пломбирование комплекса эталонного не предусмотрено.

Таблица 1 – Состав ЭК КВ7

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс эталонный, в составе:	ЭК КВ7	1 шт.
Вискозиметры стеклянные капиллярные эталонные, регистрационный номер 83723-21, 83764-21	-	9 шт.
Термометр лабораторный электронный, регистрационный номер 69551-17	LTA-Э	1 шт.

Продолжение таблицы 1

Секундомеры электронные, регистрационный номер 44154-10	Интеграл С-01	2 шт.
Термостат жидкостный	ВИС-Т-06-01	1 шт.
Вспомогательное оборудование	-	1 комп.

Примечания:

1. Допускается замена вискозиметров стеклянных капиллярных эталонных, термометра лабораторного электронного, секундомеров электронных на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у средств измерений, перечисленных в таблице 1, при условии, что владелец ЭК КВ7 не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на ЭК КВ7 как их неотъемлемая часть.

2. Допускается замена термостата на аналогичный с метрологическими характеристиками не хуже, чем у термостата, указанного в таблице 1, при условии, что владелец ЭК КВ7 не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на ЭК КВ7 как их неотъемлемая часть.



Рисунок 1 – Общий вид ЭК КВ7

Место нанесения заводского номера



Рисунок 2 – Маркировка комплекса

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики комплекса представлены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений, хранения и передачи единицы кинематической вязкости жидкости в диапазоне значений температуры от 20,00 °С до 40,00 °С, мм ² /с	от 0,4 до 34000,0
Поддиапазоны измерений, хранения и передачи единицы кинематической вязкости жидкости в диапазоне значений температуры от 20,00 °С до 40,00 °С, мм ² /с	от 0,4 до 1000,0 включ., св. 1000,0 до 20000,0 включ., св. 20000,0 до 34000,0
Границы доверительной относительной погрешности, %, не более: в поддиапазоне значений кинематической вязкости от 0,4 до 1000,0 мм ² /с включ. в поддиапазоне значений кинематической вязкости св. 1000,0 до 20000,0 мм ² /с включ. в поддиапазоне значений кинематической вязкости св. 20000,0 до 34000,0 мм ² /с	±0,15 ±0,20 ±0,25

Таблица 3 – Основные технические характеристики комплекса

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации комплекса: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +18 до +22 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Напряжение электропитания от сети переменного тока частотой от 49 до 51 Гц, В	от 198 до 242
Средний срок службы, лет Наработка до отказа, не менее, ч	24 30000

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации 02567296.436614.001РЭ типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ЭК КВ7

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс эталонный	ЭК КВ7	1 шт.
Комплекс эталонный ЭК КВ7. Руководство по эксплуатации	02567296.436614.001 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2 документа 02567296.436614.001РЭ «Комплекс эталонный ЭК КВ7. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 05.11.2019 № 2622

Правообладатель

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

ИНН 5262006584

Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телефон: (800) 200-22-14

Web-сайт: www.nnscsm.ru

E-mail: mail@nnscsm.ru

Изготовитель

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

ИНН 5262006584

Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1

Телефон: (800) 200-22-14

Web-сайт: www.nnscsm.ru

E-mail: mail@nnscsm.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)

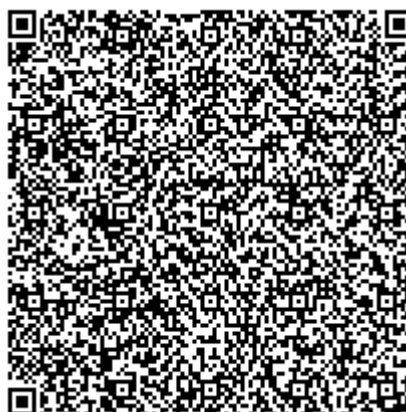
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр. д. 19

Телефон: +7 (812) 251-7601, факс: +7 (812) 713-0114

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 «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86112-22

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ

Назначение средства измерений

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ (далее по тексту - комплекс) предназначен для измерения и воспроизведения аналоговых сигналов силы постоянного тока, их обработки, отображения и хранения.

Описание средства измерений

Принцип действия комплекса состоит в преобразовании входных унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока от датчиков в цифровой код, а также формировании по заданному алгоритму цифровых кодов, преобразовании их в сигналы для управления исполнительными механизмами объектов управления.

Конструктивно комплекс представляет собой металлический шкаф с размещенным в нем оборудованием.

В состав комплекса входят: программируемый логический контроллер (ПЛК), пульт автономного управления кранами (ПАУК), клеммные блоки, устройства обеспечения работы комплекса (модули питания, локальный пульт контроля и управления). Датчики (первичные измерительные преобразователи) в комплект поставки комплекса не входят.

В качестве ПЛК применен контроллер программируемый логический REGUL R200 с модулями аналогового ввода AI04011 (Регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 63776-16).

Комплекс предназначен для применения в системах телемеханики, системах автоматизированного управления (САУ) на действующих станциях распределения энергоносителей, подлежащих реконструкции и модернизации, а также на вновь проектируемых объектах (станции распределения и учета энергоносителей, например, газа, нефти, пара и т.д.).

Комплекс позволяет производить накопление, обработку, хранение результатов измерения и их отображение на экране локального пульта контроля и управления (ЛПКУ), осуществлять информационный обмен данными по цифровым каналам связи с системами автоматизации технологических процессов.

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ предназначен для выполнения следующих функций:

- автоматическое измерение аналоговых сигналов;
- автоматическая регистрация дискретных сигналов;
- контроль состояния цепей управления;
- управление запорной арматурой (краны, задвижки) в ручном и дистанционном режимах;
- формирование дискретных сигналов управления по команде оператора, а также автоматически по заранее заданным алгоритмам на основании измерения аналоговых и регистрации дискретных сигналов;
- автоматический обмен данными с внешними устройствами, имеющими стандартные последовательные цифровые интерфейсы;

- накопление, обработка и хранение полученной информации;
- отображение собранной и обработанной информации в виде мнемосхем, таблиц, трендов;
- информационно-управляющий обмен по каналу передачи данных с системой верхнего уровня (прием команд управления и передача по запросу собранной и обработанной информации).

Внешний вид комплекса с указанием устройств защиты от несанкционированного доступа, приведен на рисунке 1, внешний вид таблички с заводским номером приведен на рисунке 2.



Рисунок 1 - Внешний вид комплекса.

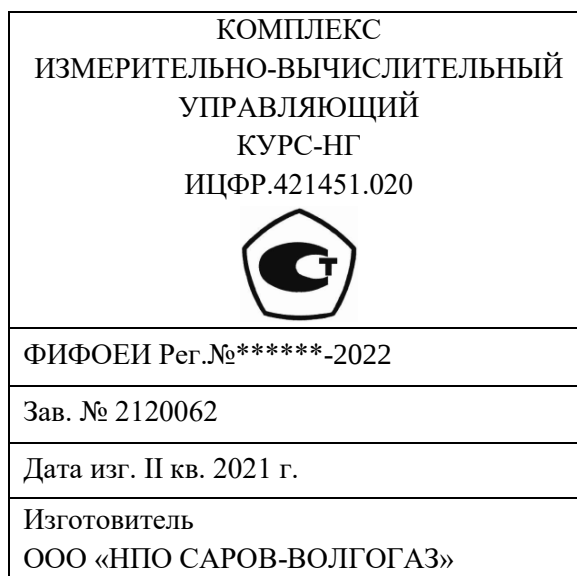


Рисунок 2 - Внешний вид таблички с заводским номером.

Табличка с заводским номером расположена на внешней поверхности двери шкафа.

Нанесение знака поверки на комплекс в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование комплекса не предусмотрено. Механическая защита от несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, осуществляется посредством замка на двери электротехнического шкафа, запираемого на ключ.

К комплексам данного типа относится комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ заводской номер 2120062.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) позволяет устанавливать режим работы комплекса (автоматический или по команде оператора), измерять аналоговые сигналы постоянного тока, проводить накопление, обработку и хранение полученной информации и отображать ее на экране ЛПКУ.

Программное обеспечение комплекса состоит из программного обеспечения ПЛК и программного обеспечения локального пульта контроля и управления. Метрологически значимым является программное обеспечение ПЛК.

Программное обеспечение ПЛК предназначено для измерения силы постоянного электрического тока в диапазоне от 4 до 20 мА, обмена информацией с ЛКПУ, системами автоматизации верхнего уровня и локальными системами автоматизации, приема входных дискретных сигналов, формирования дискретных управляющих сигналов. Идентификация ПО ПЛК проводится с помощью номера версии программного обеспечения, отображаемого на мониторе ЛПКУ.

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

Защита ПО комплекса от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с 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 характеристики комплекса нормированы с учетом ПО.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	Soi_MathProc	Svi_Verify
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1,0	не ниже 1,4
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики комплекса приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения аналоговых сигналов постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой погрешности измерения аналоговых сигналов постоянного тока, приведенной к диапазону измерения, %	$\pm 0,2$

Таблица 3 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество входных аналоговых каналов измерений силы постоянного электрического тока	36
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, при температуре 35 °С - атмосферное давление, кПа	от 5 до 35 до 80 от 84 до 106,7
Нормальные условия: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 15 до 25 до 80 от 84 до 106,7
Габаритные размеры комплекса, не более, мм -высота -ширина -глубина	1900 800 600
Масса комплекса, не более, кг	300
Напряжение питающей сети переменного тока частотой (50±1) Гц и напряжением, В	220±22
Потребляемая мощность, не более, В·А	1000
Средняя наработка на отказ, не менее, часов	75000
Полный средний срок службы, не менее, лет	12
Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	1

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносят на дверь шкафа комплекса путем наклейки соответствующей таблички, а также на титульные листы эксплуатационной документации типографским способом по центру над наименованием средства измерений.

Комплектность средства измерений

Комплектность комплекса приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ, заводской № 2120062	ИЦФР.421451.020	1 шт.
Комплект монтажных частей	ИЦФР.421941.009	1 шт.
Комплект запасных частей	ИЦФР.421943.003	1 шт.
Формуляр	ИЦФР.421451.020ФО	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИЦФР.421451.020РЭ	1 шт.
Инструкция администратора	07623615.431820.820.ИЗ.02.1-2	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 4.2 руководства по эксплуатации «Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ. Руководство по эксплуатации. ИЦФР.421451.020РЭ»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 01 октября 2018 года № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение САРОВ-ВОЛГОГАЗ» (ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»)

ИНН: 5254026273

Адрес: 607188, Россия, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, дом 12, стр. 15

Телефон/ Факс +7 (83130) 5-99-15.

Web-сайт: <https://www.volgogaz.com>

E-mail: sekretar@volgogaz.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение САРОВ-ВОЛГОГАЗ» (ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»)

ИНН: 5254026273

Адрес: 607188, Россия, Нижегородская область, г. Саров, Южное шоссе, дом 12, стр. 15

Телефон/ Факс +7 (83130) 5-99-15.

Web-сайт: <https://www.volgogaz.com>

E-mail: sekretar@volgogaz.com

Испытательный центр

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

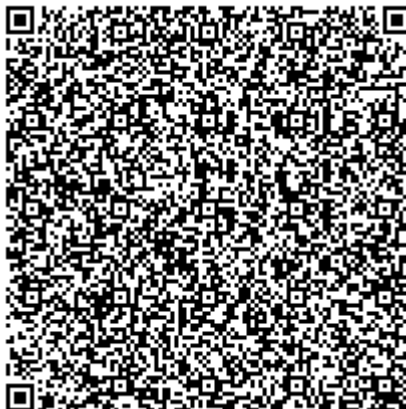
Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, 1

Телефон: 8-800-200-22-14

Web-сайт: <http://www.nnscsm.ru>

E-mail: mail@nnscsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30011-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86113-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти и проведения учетно-расчетных операций между ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова и Удмуртским РНУ АО «Транснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, 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 измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока стационарной 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 трех измерительных линий (ИЛ): двух рабочих 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: контроллеры измерительные FloBoss S600 и S600+, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора (далее по тексту – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

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

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Micro Motion	13425-99
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10, 14061-15
Датчики давления АМ-2000	35035-08
Преобразователи измерительные 644	14683-04, 14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05, 22257-11
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7951	15645-96
Контроллеры измерительные FloBoss S600	14661-02
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-08, 26776-11
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16

В состав СИКН входят показывающие СИ давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик МПР по ПУ, КМХ рабочих и резервного МПР по контрольно-резервному МПР;
- 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 МИ 3002-2006.

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

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

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в контроллерах измерительных FloBoss S600 и S600+ и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 2 и 3. Уровень защиты ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует «среднему» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО контроллеров измерительных

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	S600+	S600 (основной)	S600 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.30	05.42	05.42
Цифровой идентификатор ПО	e508	08d3	3e3d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—	—	—

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	“Cropos”
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	78EAA947
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	от 90 до 420
Диапазон измерений массового расхода через ИЛ, т/ч	от 90 до 210
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 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление, МПа – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.) – содержание свободного газа, %	от +15 до +45 от 870 до 910 от 0,6 до 2,2 от 17,2 до 66,3 1,0 900 0,05 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от -50 до +50 до 100 при +25°С
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 6 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова, зав. № 01	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1172-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им В.И. Кудинова», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-008/01-2022 (аттестат аккредитации № RA.RU.310652).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 г. № 256 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН 1841014518

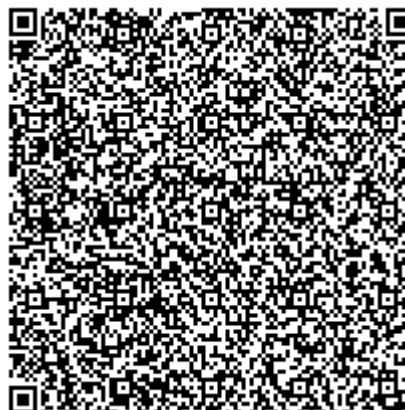
Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86114-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХБК «Шуйские ситцы»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХБК «Шуйские ситцы» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ОАО ХБК «Шуйские ситцы», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-3 (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другие организации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 2 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика электроэнергии, отражаются в его журнале событий.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов указанных устройств, отражаются в журнале событий сервера.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ: 008

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

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

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

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.4, ф.624	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±5,7
2	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.6, ф.622	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±5,7
3	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.3, ф.620	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±5,7
4	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.15, ф.628	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная	±1,2	±3,5
						реактивная	±2,8	±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.12, ф.632	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
6	РП-3 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.28, ф.630	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
7	Котельная, РУ- 10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.1, ф.101	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
8	Котельная, РУ- 10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.16, ф.104	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
9	НКОК, РУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.1, ф.121	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
10	НКОК, РУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.16, ф.120	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 Ктт 800/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/100 Рег. № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ПС №1 10 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.3, ф.616	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
12	ПС №1 10 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.9, ф.612	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 1000/5 Рег. № 1261-02	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
13	ГНС, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
14	ПС Ткацкая фабрика №2 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.2, ф.614	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
15	ПС Ткацкая фабрика №2 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш 6 кВ, яч.1, ф.603	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7
16	ГНС, РУ-6 кВ, 2 сш 6 кВ, яч.9, ф.615	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег № 51644-12	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±5,7

Продолжение таблицы 2

[illegible]

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +65 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика СЭТ-4ТМ.03.01 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПОЛ 10	24
Трансформатор тока	ТПЛ-10	10
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	9
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	17
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт-Формуляр	ЕГ.01.008-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО ХБК «Шуйские ситцы», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236 от 20.07.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д.5, стр. 3, офис 4012

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЕЭС-Гарант»

(ООО «ЕЭС-Гарант»)

ИНН 5024173259

Адрес: 143421, Московская область, г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д.5, стр. 3, офис 4012

Телефон: +7 (495) 980-59-00

Факс: +7 (495) 980-59-08

Испытательный центр

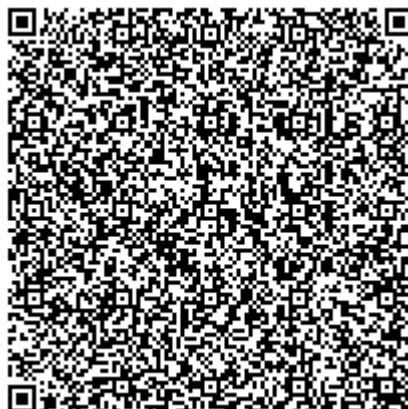
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86115-22

Лист № 1
Всего листов 24

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 6-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 6-я очередь (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, 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 систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

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» (основное и/или резервное);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированное рабочее место (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» одновременно 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.

АРМ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» с ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» создан на базе ПО «Пирамида 2.0 ».

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 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. УСПД ОАО «РЖД» одномоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

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

Передача информации об энергопотреблении от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» производится путем межсистемного обмена посредством АРМ ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ».

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

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

Серверы ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 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 7. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3 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).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 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).

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).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. 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).

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).

Счетчики ИК синхронизируются от УСПД (основных и/или 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).

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.

Заводской номер 259 указывается в формуляре. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке или в эксплуатационную документацию.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются: ПО «Энергия Альфа 2», ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида 2.0». Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида 2.0» и измерительную информацию, что соответствует уровню «высокий» (в соответствии с Р 50.2.077-2014). ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», что соответствует уровню «средний» (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Метрологически значимые части ПО приведена в таблицах 1-4.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
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
1	2
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
1	2
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 ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1

Продолжение Таблицы 4

1	2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5) BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием наименования присоединения, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблицах 5-6

Таблица 5 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Абакумовка тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	ПС 110 кВ Абакумовка тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
3	ПС 110 кВ Абакумовка тяговая, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, Ф. №1 10 кВ	ТОЛ-10-I КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
4	ПС 110 кВ Ачинск тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
5	ПС 110 кВ Ачинск тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
6	ПС 110 кВ Ачинск тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Юг	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
7	ПС 110 кВ Ачинск тяговая, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛО-10 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
8	ПС 110 кВ Ачинск тяговая, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛО-10 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
9	ПС 110 кВ Бугач тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35-II КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
10	ПС 110 кВ Бугач тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35-II КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
11	ПС 110 кВ Бугач тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Север	ТВ-35-II КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
12	ПС 110 кВ Бугач тяговая, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛП-10 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 30709-06	НАМИ-1-10 У2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 59760-15	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
13	ПС 110 кВ Бугач тяговая, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТОЛ-10-1-8 У2 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 15128-07	НАМИ-1-10У2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 59760-15	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-99	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
14	ПС 110 кВ Зыково тяговая, ОРУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВТ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 3635-88	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
15	ПС 110 кВ Зыково тяговая, ОРУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Север	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-4-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
16	ПС 110 кВ Иланская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТОЛ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
17	ПС 110 кВ Иланская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФНД-35М КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
18	ПС 110 кВ Иланская тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
19	ПС 110 кВ Иланская тяговая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
20	ПС 110 кВ Ирбейская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35-II ХЛ2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
21	ПС 110 кВ Ирбейская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35-II ХЛ2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
22	ПС 110 кВ Камала-2 тяговая РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТФН-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 664-51	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
23	ПС 110 кВ Камала-2 тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФН-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 664-51	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
24	ПС 110 кВ Камарчага тяговая, ОРУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВТ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
25	ПС 110 кВ Камарчага тяговая, ОРУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35-III У2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
26	ПС 110 кВ Кача тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35-II-4 У2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-07	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 UCB-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 UCB-3 Рег. № 51644-12
27	ПС 110 кВ Кача тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35-II КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-07	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
28	ПС 110 кВ Кача тяговая, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТМ1	ТОЛ-10-1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 15128-96	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
29	ПС 110 кВ Кача тяговая, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТМ2	ТОЛ-10-1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 15128-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-99	
30	ПС 110 кВ Каштан тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
31	ПС 110 кВ Каштан тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
32	ПС 110 кВ Кемчуг тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	IGW 3-35 КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25568-03	TJC 7.0-G КТ 0,5 К _{ТН} =27000:√3/100:√3 Рег. № 49111-12	A2R-4-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
33	ПС 110 кВ Кемчуг тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	IGW 3-35 КТ 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25568-03	TJC 7.0-G КТ 0,5 К _{ТН} =27000:√3/100:√3 Рег. № 49111-12	A2R-4-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
34	ПС 110 кВ Ключи тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТОЛ-35 КТ 0,2S КТТ= 50/5 Рег. № 21256-03 ТФН-35 КТ 0,5 КТТ= 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 КТН = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
35	ПС 110 кВ Ключи тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФН-35 КТ 0,5 КТТ= 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 КТН = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
36	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТФНД-35М КТ 0,5 КТТ= 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 КТН = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
37	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФНД-35М КТ 0,5 КТТ= 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 КТН = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
38	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-1	ТОЛ-10-1-2 У2 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Рег. № 15128-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
39	ПС 220 кВ Кошурниково тяговая, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-2	ТОЛ-10-1-2 У2 КТ 0,5 КТТ= 400/5 Рег. № 15128-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
40	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35-II У2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
41	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35-II У2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
42	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-1	ТЛК-10-6У3 КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	A2R-4-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
43	ПС 220 кВ Кравченко тяговая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ ТРП-2	ТЛК-10-6У3 КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	A2R-4-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
44	ПС 110 кВ Красноярск Восточный тяговая, РУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C4-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-99	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
45	ПС 110 кВ Красноярск Восточный тяговая, РУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C4-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-99	
46	ПС 110 кВ Красноярск Восточный тяговая, РУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Север	ТВ-35-II ХЛ2 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
47	ПС 110 кВ Красноярск Восточный тяговая, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛО-10-6 У3 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
48	ПС 110 кВ Красноярск Восточный тяговая, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛО-10-6 У3 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
49	ПС 110 кВ Кротово тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТОЛ-НТЗ-35- IV КТ 0,2S К _{ТТ} = 150/1 Рег. № 62259-15	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
50	ПС 110 кВ Кротово тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
51	ПС 220 кВ Крол тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
52	ПС 220 кВ Крол тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
53	ПС 220 кВ Крол тяговая, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛК-10-6У3 КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
54	ПС 220 кВ Крол тяговая, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛК-10-6У3 КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-02	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
55	ПС 220 кВ Крупская тяговая, РУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФН-35М КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
56	ПС 220 кВ Крупская тяговая, РУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТФНД-35М КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-54 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
57	ПС 220 кВ Курагино тяговая, РУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,2S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 40086-08 ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 40086-08	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
58	ПС 220 кВ Курагино тяговая, РУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 40086-08	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
59	ПС 220 кВ Мана тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
60	ПС 220 кВ Мана тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
61	ПС 220 кВ Мана тяговая, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТЛО-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
62	ПС 220 кВ Мана тяговая, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТЛШ-10 У3 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 11077-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
63	ПС 220 кВ Саянская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
64	ПС 220 кВ Саянская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
65	ПС 220 кВ Саянская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Камала	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
66	ПС 220 кВ Саянская тяговая, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1АТ	ТЛО-10-5 У3 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
67	ПС 220 кВ Саянская тяговая, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2АТ	ТЛО-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
68	ПС 110 кВ Уяр тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
69	ПС 110 кВ Уяр тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-05	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
70	ПС 110 кВ Уяр тяговая, РУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ 1Т	ТОЛ-35-III-II УХЛ1 КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 21256-070	ЗНОМ-35 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51200-12 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 912-70 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
71	ПС 110 кВ Уяр тяговая, РУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, Ввод 35 кВ 2Т	ТОЛ-35-III КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 51200-12 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 912-70 ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
72	ПС 110 кВ Филимоново тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФНД-35М КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3689-73 ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
73	ПС 110 кВ Филимоново тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3690-73 ТОЛ-35 КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
74	ПС 110 кВ Чернореченская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 II КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-99	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССВ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
75	ПС 110 кВ Чернореченская тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
76	ПС 110 кВ Чернореченская тяговая, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Ввод 6 кВ ТМ-1	ТПЛ-10М КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег. № 2611-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
77	ПС 110 кВ Чернореченская тяговая, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ Ввод 6 кВ ТМ-2	ТПЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} =6000/100 Рег. № 2611-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
78	ПС 110 кВ Шарбыш тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3690-73 ТФНД-35М КТ 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
79	ПС 110 кВ Шарбыш тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТОЛ-35 КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 47959-16 ТОЛ-35 КТ 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 21256-07	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-AL-C29-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
80	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Восток	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 CCB-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
81	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, РУ 27,5 кВ, СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
82	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 1Т	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 КТ 0,5 К _{ТН} =10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
83	ПС 220 кВ Щетинкино тяговая, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ 2Т	ТОЛ-НТЗ-10 КТ 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10 КТ 0,5 К _{ТН} =10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

1	2	3	4	5	6
84	ПС 220 кВ Курагино тяговая, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, Ф.10 кВ № 1	ТВК-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 8913-82	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 20186-05	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
85	ПС 220 кВ Курагино тяговая, РУ 10 кВ, СШ 10 кВ, Ф.10 кВ № 2	ТЛП-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 30709-05	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	A2R2-3-L-C25-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 27428-04	
86	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Север	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	ЭКОМ-3000 Рег. №17049-14 RTU327 Рег. №19495-03 ССБ-1Г Рег. №58301-14 УСВ-3 Рег. №51644-12 Метроном-50М Рег. №68916-17 Метроном-50М Рег. №68916-17 УСВ-3 Рег. № 51644-12
87	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Запад	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C4-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
88	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, ОРУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф. 27,5 кВ ДПР Юг	ТВ-35 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35-65 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 27500/100 Рег. № 912-70	A2R-3-OL-C4-T КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
89	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1, Ввод 10 кВ 1Т	ТОЛ-10-1-2 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 15128-03	НАМИ-10 У2 КТ 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51198-12	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	
90	ПС 220 кВ Красная сопка тяговая, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2, Ввод 10 кВ 2Т	ТОЛ-10-1-2 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 15128-03	НАМИ-10 У2 КТ 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 51198-12	A2R-3-OL-C25-T+ КТ 0,5S (A)/1 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение Таблицы 5

Примечания:			
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик			
2 Допускается замена УССВ, УСПД на аналогичные утвержденных типов.			
3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.			

Таблица 6 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1,2,3,4,5,6,9,10,11,14,15,16,17,18,19,20,21, 22,23,24,25,26,28,30,31,34,35,36,37,38,39, 40,41,42,43,44,45,46,50,51,52,53,54,55,56, 59,60,61,62,63,64,65,67,68,69,72,73,74,75, 76,77,78,80,81,84,85,86,87,88	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,3$ $\pm 5,5$
7,8,12,13,29,32,33,34,47,48,49,57,66	Активная Реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,1$	$\pm 1,9$ $\pm 3,8$
27,57,58,70,71,73,79,80,81,82,83	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,7$	$\pm 3,3$ $\pm 5,5$
89,90	Активная Реактивная	$\pm 0,7$ $\pm 1,5$	$\pm 2,0$ $\pm 3,7$
Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№1-90 от +10 до +30 °С.			

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	90
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчиков, °С:	от 80 до 115 от 2 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от -40 до +60
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ для ИК: №№7,8,12,13,27,29,32-34,47-49,57,58,66,70,71,73,79,82,83,89,90 №№1- 6,9-11,14-26,28,30,31,34-46, 50-56,59-65, 67-69,72-78, 80,81,84,85,86-88 - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, УСПД, УССВ, °С Магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -40 до +35 от +10 до +30 от +18 до +22 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: УСВ-3 ССВ-1Г Метроном-50М - среднее время восстановления работоспособности, ч: Метроном-50М УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч: УСПД RTU-327 ЭКОМ 300 - среднее время восстановления работоспособности, ч: УСПД RTU-327 ЭКОМ 300	120000 2 70000 1 45000 22000 100000 1 35000 100000 2 24

Продолжение Таблицы 7

1	2
Глубина хранения информации: Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут., не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	1200 30 45 5 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

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

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;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-35	70
Трансформатор тока	ТВ-35-11	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	14
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-8 У2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	8
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТОЛ-35	2
Трансформатор тока	ТОЛ-35	2
Трансформатор тока	ТФНД-35М	12
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТФН-35	4
Трансформатор тока	IGW 3-35	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-6У3	6
Трансформатор тока	ТЛК-10-6У	6
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	1
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформатор тока	ТВК-10	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10 У3	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-35	1
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1	9

Продолжение Таблицы 8

1	2	3
Трансформатор тока	ТФН-35	3
Трансформатор тока	ТФН-35 М	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	40
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	18
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-54	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 У3	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	14
Трансформатор напряжения	НАМИ-1-10У2	2
Трансформатор напряжения	ТЈС 7.0-G	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 У1	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-НТ3-10	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10 У2	2
Счетчик электрической энергии	A2R2-3-L-C25-T	31
Счетчик электрической энергии	A2R-4-AL-C29-T+	1
Счетчик электрической энергии	A2R-3-AL-C29-T+	23
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C25-T+	23
Счетчик электрической энергии	A2R-4-AL-C29-T+	3
Счетчик электрической энергии	A2R-4-OL-C25-T+	2
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C4-T	2
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C25-T+	3
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C4-T	1
Счетчик электрической энергии	A2R-3-OL-C4-T+	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	2
Устройство синхронизации системного времени	ССВ-1Г	1
Устройство синхронизации системного времени	Метроном-50М	2
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	3
Устройство сбора и передачи данных	RTU327	3
Программное обеспечение	ПО «Энергия Альфа 2»	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	
Программное обеспечение	ПО «ГОРИЗОНТ»	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-Формуляр	2465115953.411711.259.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» 6-я очередь, аттестованном ООО «МетроСервис», аттестат об аккредитации № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

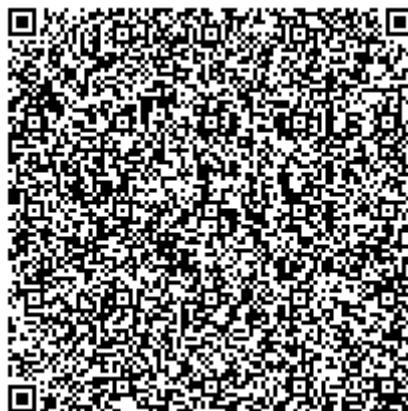
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)
ИНН 2465115953
Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 12, пом. 48

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)
ИНН 2465115953
Адрес: 660049, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 12, пом. 48

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
№ RA.RU.311779



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86116-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры электромагнитные SMARTFLOW

Назначение средства измерений

Расходомеры электромагнитные SMARTFLOW (далее - расходомеры) предназначены для измерений объемного расхода и объема электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий с электропроводимостью от 5 мкСм/см, а также для использования в составе других средств измерения, в том числе приборов и систем учета тепловой энергии и в измерительных системах.

Описание средства измерений

Принцип работы расходомеров основан на законе электромагнитной индукции: в электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, индуцируется электродвижущая сила (ЭДС) пропорциональная скорости потока жидкости, которой в свою очередь пропорционален объемный расход жидкости.

Расходомеры состоят из первичных электромагнитных преобразователей расхода (далее - ППР) (STE, STM, STR) и вторичных преобразователей (далее - блок электроники) (S, U, K, M, F) смонтированных компактно или отдельно в герметичных корпусах. При раздельном исполнении блок электроники и ППР соединяются кабелем длиной до 200 м.

ППР состоит из участка трубопровода из немагнитного материала, покрытого внутри неэлектропроводящим материалом (изоляцией), помещенного между полюсами электромагнита, и двух электродов, помещенных в поток жидкости, в направлении перпендикулярном как направлению движения жидкости, так и направлению силовых линий магнитного поля. Сигнал с электродов поступает в блок электроники, где усиливается и обрабатывается, после чего формируются выходные сигналы, несущие информацию об объемном расходе и объеме, передают диагностические и другие сообщения. Вся информация выводится на ЖК-индикатор (при наличии), передается на персональный компьютер, контроллер или мобильный телефон в виде СМС-сообщения.

Блок электроники обеспечивает питание цепи возбуждения магнитного поля ППР и обработку сигнала с электродов, а также преобразует сигналы от электродов датчика в аналоговые выходные сигналы токовый (4–20 мА), частотно-импульсный, дискретный выходной сигналы, цифровые сигналы по стандарту HART, RS 485 MODBUS, PROFIBUS, Foundation Fieldbus.

Расходомеры обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объемного расхода и объема жидкости в прямом и обратном направлении
- индикации результатов измерений в различных единицах расхода, объема,
- самодиагностики и индикации неисправностей, предупреждения в виде кода ошибок;
- автоматической очистки электродов с возможностью установки периодичности вручную;

- автоматического сохранения в энергонезависимой памяти параметров настройки, последних ошибок, результатов измерений расходомеров и их вывод на устройства индикации;

- фиксацию в архиве фактов отключений (перебоев) электропитания расходомера;
- контроля заполненности трубопровода;

ППР выпускаются в различных исполнениях, которые отличаются следующими конструктивными особенностями: внешним видом, материалом футеровки, типом присоединения к трубопроводу (фланцевое, бесфланцевое, гигиеническое), количеством электродов. Количество электродов может быть от двух до четырех: два обязательных измерительных, один заземляющий и один, выполняющий функцию детектирования пустой трубы.

Блоки электроники отличаются формой корпуса, номенклатурой выходных сигналов, наличием индикации (с или без ЖК дисплея) и модуля беспроводной связи, набором диагностических и вспомогательных функций, сетевым или автономным питанием.

Структура условного обозначения расходомеров:

«Расходомер электромагнитный SMARTFLOW - /1//2//3//4//5//6//7//8//9//10//11//12//13

Где Расходомер электромагнитный SMARTFLOW – тип расходомера;

1 - первичные преобразователи (ППР) серий: STE, STM, STR

2 - вторичные преобразователи (блок электроники): S, U, K, M, F

3 – диаметр условного прохода расходомера;

4 – материал футеровки: TP – твердая резина; T - фторопласт; PP- полиуретан

5 – материал электродов: СТ – нержавеющая сталь; X – сплав XH65MB (ЭП567);

Ti – титан; Ta – тантал; XX-другой (по запросу)

6 – вариант исполнения корпуса: K - компактное; P– раздельное;

7 – длина кабеля: 00 – нет (компактное исполнение); 05 – 5 метров (стандартное исполнение); AA – специальная версия (длина кабеля больше 5 метров);

8 – питание расходомера: 220 – переменного тока 100-230 В; 24– постоянного тока 18-36 В;

9 – выходные сигналы: 0 – импульсный/частотный выход; 1 – импульсный/частотный и токовый 4...20мА;

10 – цифровой интерфейс: MC – Modbus RTU, HT – HART, XX – под заказ;

11 -давление:0,6-0,6 МПа,10-1 МПа,16- 1,6 МПа,25 -2,5 МПа,40-4,0 МПа,65-6,5 МПа;

12 – функция самоочистки электродов: 1-есть, 0- нет;

13 – тип механического присоединения: Ф-фланцевое, С-бесфланцевое, Г-гигиеническое.

Общий вид расходомеров представлен на рисунках 1, 2 и 3.

Схема пломбировки от несанкционированного доступа, представлены на рисунке 4.

Заводские номера расходомеров имеют числовой формат, наносятся на корпус клеммой коробки ППР и на корпус электронного блока методом фотолитографии или термопечати или при помощи наклейки. Указание места нанесения заводского номера и знака утверждения типа изображено на рисунке 5.



К



Ф



М



С



У

Рисунок 1 – Внешний вид блоков электроники



ППР серий STE и STM



ППР серии STR

Рисунок 2 – Общий вид ППР (раздельное исполнение)



Рисунок 3 – Общий вид расходомеров электромагнитных SMARTFLOW
(компактное исполнение)

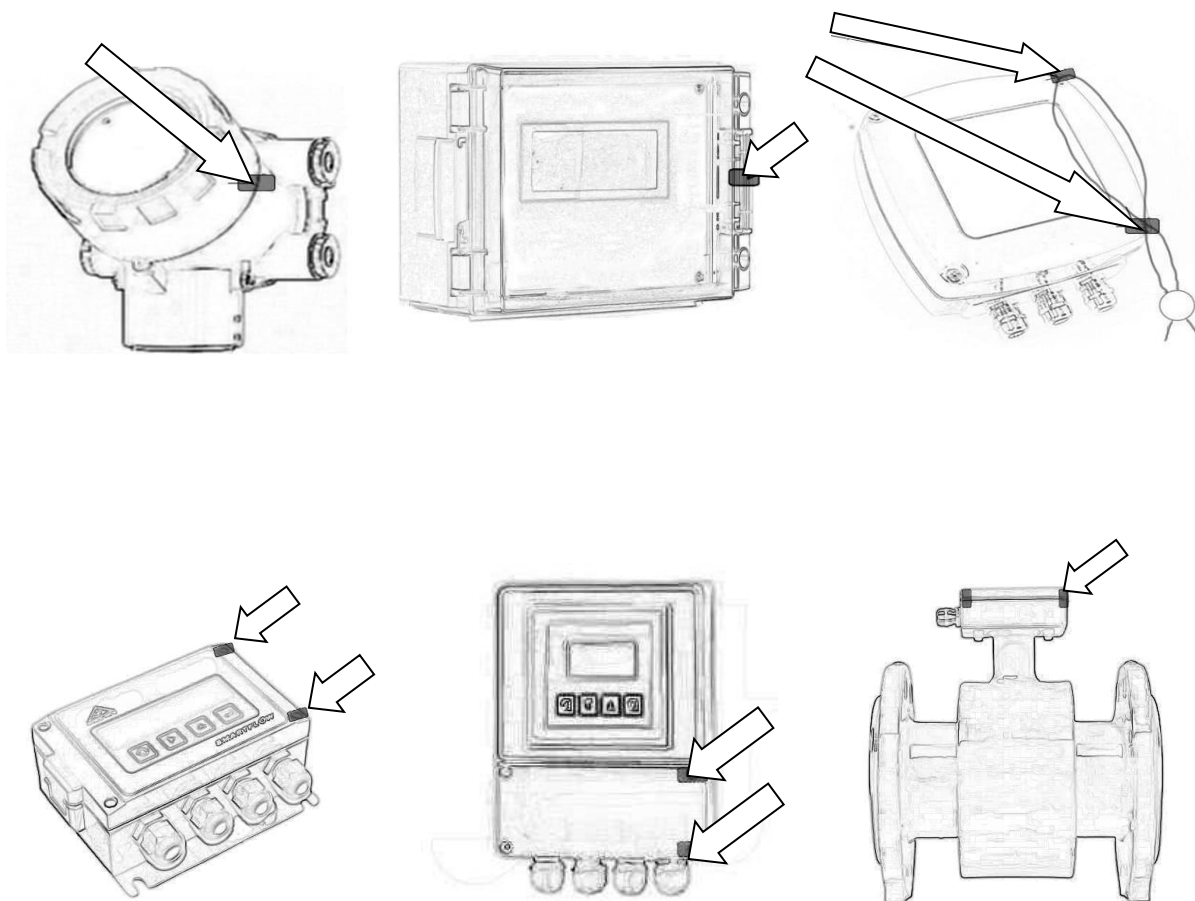


Рисунок 4 – Схема пломбировки от несанкционированного доступа

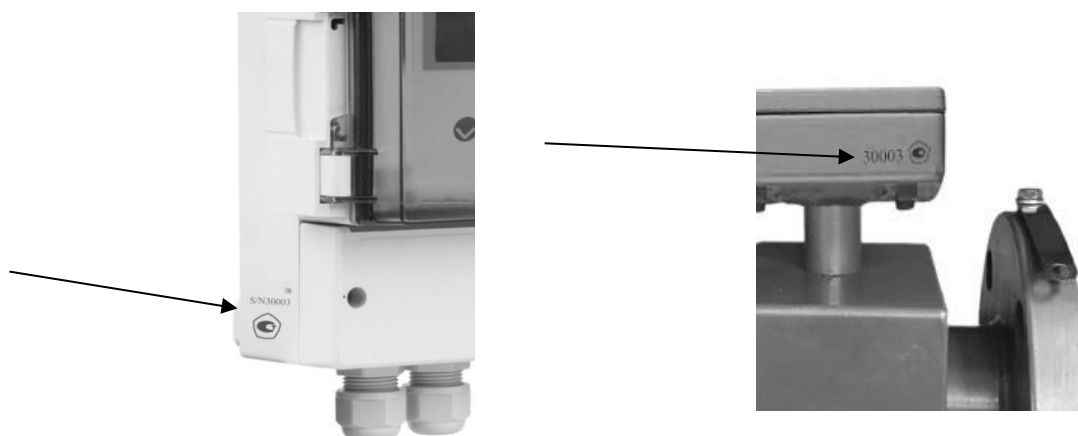


Рисунок 5 – Указание места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее ПО) в расходомерах является встроенным и устанавливается в энергонезависимую память при изготовлении. ПО не разделено на метрологически значимую часть и не значимую части. Примененные специальные средства защиты в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных (вычисленных) данных.

ПО выполняет функции обработки измерительной информации ;
формирование выходных сигналов токового и частотно-импульсного выхода,
формирование интерфейсных сигналов.

Уровень защиты программного обеспечения счетчиков – «высокий» в соответствии с 50.2.077 – 2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SMARTFLOW
Номер версии (идентификационный номер) ПО	F3000_v_1.26b

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование параметра	Значение		
Блоки электроники	S, U, K, M, F		
первичными преобразователями	STE	STM	STR
Диаметр условного прохода, Ду	от 2 до 1400	от 2 до 1400	от 15 до 1000
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч	от 0,01 до 55 000,00	от 0,02 до 55 000,00	от 0,1 до 28 000,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема, %*	$\pm (0,4 + 0,1/\sqrt{v})^{1)4)}$ $\pm (0,2 + 0,1/\sqrt{v})^{3)4)}$ $\pm 0,5^{2)5)}$	$\pm 0,5^{5)6)}$	$\pm 1^{6)}$

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой приведенной к диапазону токового выхода погрешности при преобразовании измеренных значений объемного расхода в сигнал постоянного тока, %	$\pm 0,05$
* при соблюдении требований к длинам прямых участков до и после расходомера, указанных в технической документации. При несоблюдении указанных требований допускаемая погрешность не превышает $(\pm 1 \pm 0,2/v) \%$ 1) в диапазоне скорости потока от 0,3 до 1 м/с 2) в диапазоне скорости потока от 1 до 10 м/с 3) специальная калибровка по заказу в диапазоне скорости потока от 1,5 до 10 м/с 4) при имитационной поверке относительной погрешности измерений объемного расхода и объема равна $\pm (0,6 + 0,1/v) \%$ 5) при имитационной поверке относительной погрешности измерений объемного расхода и объема равна $\pm 0,6 \%$ 6) в диапазоне скорости потока от 0,3 до 10 м/с	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Выходные сигналы	Токовый 4... 20мА, частотный импульсный, релейный, цифровой (HART, RS485 Modbus, Profibus PA /DP, Foundation Fielbus)
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц – напряжение постоянного тока, В	(от 110 до 250) 50±1 (от 18 до 42)
Потребляемая мощность, не более: -переменного тока, В·А -постоянного, Вт	20 10
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	2500 2000 2100
Масса, кг, не более	1500

Продолжение таблицы 3

Условия эксплуатации: - максимальное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С -температура окружающей среды блока электроники, °С -температура окружающей среды ППР, °С -относительная влажность для блока электроники при t = 35 °С, % -относительная влажность для ППР при температуре плюс 35 °С, % - атмосферное давление, кПа	6,5 от -40 до +180 от -20 до +50 от -40 до +80 до 80, без конденсации влаги до 97, без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	130000
Средний срок службы, лет	15

Знак утверждения типа

наносится на корпус блока электроники и ППР методом фотолитографии, на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Расходомер электромагнитный	SMARTFLOW	1 шт. в соответствии с заказом
Комплект монтажный		1 шт.
Соединительный кабель (при раздельном исполнении, с указанием длины)		1 шт.
Руководство по эксплуатации	SMARTFLOW 26.51.52.001-52094329-2022 РЭ	1 шт.
Паспорт	26.51.52.001-52094329-2022 ПС	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в под разделе 4.3 «Принцип измерения расхода» руководства по эксплуатации SMARTFLOW 26.51.52.001-52094329-2022 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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;

ТУ 26.51.52-001-52094329-2022 Расходомеры электромагнитные SMARTFLOW.
Технические условия

Правообладатель

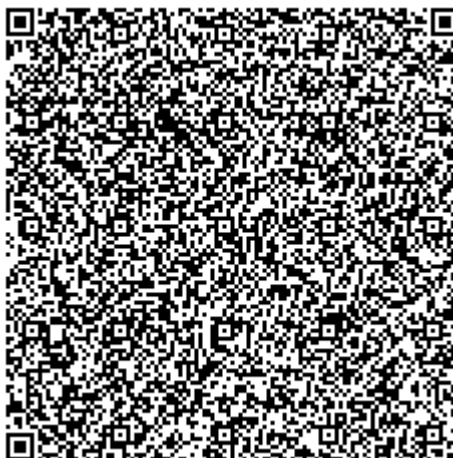
Общество с ограниченной ответственностью «ЮМИС ПРО» (ООО «ЮМИС ПРО»)
ИНН 5009130613
Адрес: 142005, Московская область, г.о. Домодедово, г. Домодедово, мкр. Северный,
ул. Советская, д.50, кв 478.
Тел.: 8 (499) 404-12-01
E-mail: umispro@yandex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЮМИС ПРО» (ООО «ЮМИС ПРО»)
ИНН 5009130613
Адрес: 142005, Московская область, г.о. Домодедово, г. Домодедово, мкр. Северный,
ул. Советская, д.50, кв 478.
Тел.: 8 (499) 404-12-01
E-mail: umispro@yandex.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: +7 (495) 437-55-77 / 437-56-66;
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30004-13



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86117-22

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей: ООО «ЭНЕРГОПРОМСТРОЙ-Сервис», ООО «Кондратьевский», ЗАО «Соломенский лесозавод», ЗАО «Гостиница «Туррис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей: ООО «ЭНЕРГОПРОМСТРОЙ-Сервис», ООО «Кондратьевский», ЗАО «Соломенский лесозавод», ЗАО «Гостиница «Туррис» (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 в составе измерительных каналов (ИК) №№ 1 -18 состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает 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 (ИВК) включает сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» (сервер), устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ в составе ИК №№ 19, 20 состоит из трёх уровней:

1-й уровень – ИИК, включающий ТТ, ТН, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс энергоустановки (ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) ПАО «Россети Ленэнерго», каналобразующую аппаратуру;

3-й уровень – ИВК, включающий сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», УССВ, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго» создан на базе ПО «Пирамида-Сети».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков 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 №№1-18 по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков ИК №№ 19 -20 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации. Далее информация из УСПД по каналу связи стандарта GSM поступает на сервер ПАО «Россети Ленэнерго», где происходит оформление отчетных документов.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ПАО «Россети Ленэнерго» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится по сети Internet в формате XML-макетов. Цикличность сбора информации - не реже одного раза в сутки.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) происходит автоматически в счетчике, 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 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 4.

СОЕВ включает УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-2, часы серверов, УСПД и счётчиков.

УССВ осуществляют приём и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» синхронизируется от УССВ типа Метроном-50М, периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени сервера происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 1-18 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени счётчиков осуществляется при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Сервер ПАО «Россети Ленэнерго» синхронизируется от УССВ типа УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени сервера происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД синхронизируются от сервера ПАО «Россети Ленэнерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка времени УСПД происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Счётчики ИК №№ 19-20 синхронизируются от УСПД. Сравнение показаний часов счётчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи. Корректировка времени счётчиков происходит при превышении уставки коррекции времени, которая настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера 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 – 3.

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 «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.3.1.8
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

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 «Пирамида-Сети» 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 4 – 6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	УССВ		
1	2	3	4	5	6		
ЗАО «Соломенский лесозавод»							
1	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6		
2	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	-				
				С	ТПЛМ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М							
3	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.4	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛ-10				
				В	-				
				С	ТПЛ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66				
				В					
				С					
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М					
		4	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.5	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68			А	ТПЛМ-10
								В	-
С	ТПЛМ-10								
ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70			А	НТМИ-6-66				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07			ПСЧ-4ТМ.05М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
5	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=6000/100 №40740-09	А	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М			
6	ПС 35 кВ Соломенное (ПС-51П), РУ 6 кВ, яч.15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М			
7	ТП-10 6 кВ, РУ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ АО «ОРЭС-Петрозаводск»	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №52667-13	А	Т-0,66		
				В	Т-0,66		
				С	Т-0,66		
		ТН	-	А	-		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №75755-19	Меркурий 234 ARTM-03 DPBR.G			

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
ООО «Кондратьевский»					
8	РП-1 6 кВ, РУ 6 кВ, яч. 8, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М
				В	ТПЛ-10-М
				С	ТПЛ-10-М
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00			
9	ТП-16 6 кВ, РУ 6 кВ, яч. 1, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10
				В	ТПОЛ 10
				С	ТПОЛ 10
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00			
10	ФТП-2 6 кВ, РУ 6 кВ, яч. 3, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №30709-11	А	ТЛП-10-5
				В	ТЛП-10-5
				С	ТЛП-10-5
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-72	А	ЗНОЛ.06
				В	ЗНОЛ.06
				С	ЗНОЛ.06
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №46634-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00			
				-	Метроном-50М Рег. № 68916-17

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6				
ООО «ЭнергоПромСтрой-Сервис»									
11	РП-9 6 кВ, КРУН-6 кВ, яч.2, КЛ-6 кВ Ф.27-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				В	ТОЛ-СЭЩ-10				
				С	ТОЛ-СЭЩ-10				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-02	А	НАМИТ-10				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-00 Р							
12	РП-8 6 кВ, КРУН-6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ Ф.27-13	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-I	-			
				В	ТОЛ 10-I				
				С	ТОЛ 10-I				
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/√3/100/√3 №3344-04	А	ЗНОЛ.06				
				В	ЗНОЛ.06				
				С	ЗНОЛ.06				
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-00 Р					
		ЗАО «Гостиница «Туррис»»							
		13	ГРЩ-1 0,4кВ Ввод 1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №71031-18			А	Т-0,66 УЗ
В	Т-0,66 УЗ								
С	Т-0,66 УЗ								
ТН	-			А	-				
				В					
				С					
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11			Меркурий 234 ART 2-03 Р					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
14	ГРЩ-1 0,4кВ Ввод 2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №71031-18	A	Т-0,66 У3	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART 2-03 Р					
15	ГРЩ-2 0,4кВ Ввод 1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №71031-18	A	Т-0,66 У3		
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-03 Р					
16	ГРЩ-2 0,4кВ Ввод 2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=400/5 №71031-18	A	Т-0,66 У3		
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-03 Р					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
17	ГРЩ 0,4кВ Ввод 1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №71031-18	A	Т-0,66 У3	-	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-03 Р					
18	ГРЩ 0,4кВ Ввод 2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №71031-18	A	Т-0,66 У3		
				B	Т-0,66 У3		
				C	Т-0,66 У3		
		ТН	-	A	-		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 48266-11	Меркурий 234 ART-03 Р					
ООО «ЭнергоПромСтрой-Сервис»							
19	ПС 110 кВ Метллострой (110/6 кВ) (ПС 27), КЛ 6 кВ Ф.27-10	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ	SM160-02М Рег. №71337-18	УСВ-2 Рег. № 41681-09 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-НТЗ		
				C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №51621-12	A	НАЛИ-СЭЩ		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
20	ПС 110 кВ Метллострой (110/6 кВ) (ПС 27), КЛ 6 кВ Ф.27-13	ТТ	КТ=0,5S	A	ТОЛ-НТЗ	SM160-02M Пер. №71337-18	УСВ-2 Пер. № 41681-09 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=200/5	B	ТОЛ-НТЗ		
			№69606-17	C	ТОЛ-НТЗ		
		ТН	КТ=0,5	A	НАЛИ-СЭЩ		
			КТН=6000/100	B			
			№51621-12	C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01					

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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ, 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.

Продолжение таблицы 6

1	2
- коэффициент мощности, $\cos\varphi$	от 0,5 до 1,0
- диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:	
- для ТТ и ТН	от -40 до +65
- для счетчиков	от +1 до +50
- для УСПД	от -10 до +50
- для Метроном-50М	от +5 до +40
- для УСВ-2	от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М:	
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК:	
среднее время наработки на отказ, ч.	165000
среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
для счетчиков Меркурий 234 (рег. №48266-11):	
среднее время наработки на отказ, ч.	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
для счетчиков Меркурий 234 (рег. № 75755-19):	
среднее время наработки на отказ, ч.	320000
среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М:	
среднее время наработки на отказ, ч.	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИВК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИВКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

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

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество (шт./экз.)
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10-5	3
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	3
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	10
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	ЗНАМИТ-10(6)-1 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Контроллеры многофункциональные	SM160-02М	1
Сервер точного времени	Метроном-50М	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Формуляр	13526821.4611.227.ПФ	1

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 потребителей: ООО «ЭНЕРГОПРОМСТРОЙ-Сервис», ООО «Кондратьевский», ЗАО «Соломенский лесозавод», ЗАО «Гостиница «Туррис», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей: ООО «ЭНЕРГОПРОМСТРОЙ-Сервис», ООО «Кондратьевский», ЗАО «Соломенский лесозавод», ЗАО «Гостиница «Туррис»

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

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

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

Правообладатель

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

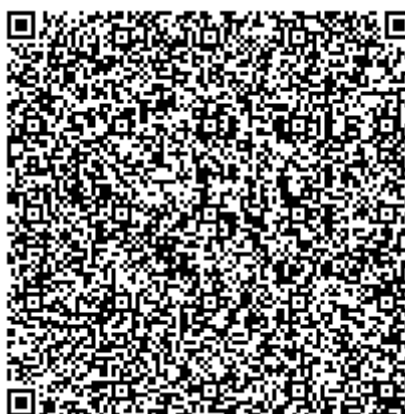
Факс: +7 (495) 287-81-92

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 «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312235 от 31.08.2017



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86118-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЧПО им. В. И. Чапаева»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЧПО им. В. И. Чапаева» (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 выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);
- ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;
- хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей;
- подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает два уровня:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий 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 (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер ИВК, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Е-ресурс» ES.02».

ИИК, ИВК, устройства коммуникации и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счетчика с привязкой к шкале времени UTC(SU). Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти события, такие как коррекция часов счетчиков, включение и выключение счетчиков, включение и выключение резервного питания счетчиков, открытие и закрытие защитной крышки и другие. События сохраняются в журнале событий также с привязкой к шкале времени UTC(SU).

ИВК выполнен на базе комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02 и включает в себя:

- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места (АРМ).

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 со всех ИИК 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;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков со всех ИИК;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере баз данных и передачу шкалы времени на уровень ИИК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет 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», филиал ОАО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 с использованием модемов GSM/GPRS и преобразователей интерфейсов в Ethernet для передачи данных от счетчиков до уровня ИБК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством глобальной сети передачи данных Интернет для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (основной канал);
- посредством радиоканала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), действующая следующим образом. ИБК получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени УСВ-3. При автоматическом выполнении задания на коррекцию времени счетчиков (не менее одного раза в сутки по расписанию), ИБК определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает заданную допустимую величину (не более $\pm 5,0$ с/сут) ИБК формирует команду коррекции времени (синхронизации). Журналы событий счетчиков и ИБК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Заводской номер 1 в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр типографским способом. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В ИБК АИИС КУЭ используется программное обеспечение из состава комплекса программно-технического «Е-ресурс» ES.02. Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ПО «Е-ресурс» ES.02
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не ниже 1.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	Вычисляется контролирующей утилитой, указывается в формуляре ПТК «Е-ресурс» ES.02
Идентификационное наименование программного обеспечения	контролирующая утилита echeck
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Не присвоен
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ee52391ad32ba71f32191bb073829f15

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 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 25	ТЛШ Кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 64182-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380- 49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ПТК «Е- ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
2	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 51	ТЛШ Кл.т. 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 64182-16	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611- 70	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
3	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТПШЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 28	ТЛШ Кл.т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 64182-16	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380- 49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
5	ПС Кировская 110/10/6кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 609	ТОЛ 10ХЛ3 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 7069-82	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 6000/100 Рег. № 11094-87	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ПТК «Е-ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
6	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, ЦРП-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, ЦРП-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 21	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

8	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 50	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 Рег. № 48923-12	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
9	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, ЦРП-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
10	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 16	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, ЦРП-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 23	ТПЛ- СВЭЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 44701-10	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ПТК «Е-ресурс» ES.02, Рег. № 53447-13; УСВ-3, рег. № 64242-16
13	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 24	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 30	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
15	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 3	ТВЛМ Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 45040-10	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

16	ПС 110 кВ Чапаевская 110/10 кВ, КРУН-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 29	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 48923-12	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380- 49	СЭТ- 4ТМ.03М. Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
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 устройства 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 %
5	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
1, 3, 4, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	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	-
2, 8	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±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 %
5	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
1, 3, 4, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	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	-
2, 8	0,50	±4,8	±2,8	±3,0	±2,2	±2,3	±1,8	±2,3	±1,8
	0,80	±2,6	±4,2	±1,8	±2,9	±1,4	±2,3	±1,4	±2,3
	0,87	±2,3	±5,0	±1,6	±3,4	±1,2	±2,6	±1,2	±2,6
	1,00	±1,7	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-

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 или базового тока счетчика;

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

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

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

$I_{\text{макс}}$ – сила тока соответствующая максимальному тока счетчика;

$I_{\text{изм}}$ – сила тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ или базового тока счетчика;

$\delta_{w_0}^A$ – 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 $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – 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 $I_{\text{ном}}$ – напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ – 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

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра АИИС.1474-87/12112021-ТРП.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ЧПО им. В. И. Чапаева». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТЛШ	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-СВЭЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	4
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	16
ИВК	Е-ресурс	1
СОЕВ	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО "ЧПО им. В. И. Чапаева". Формуляр	АИИС. 1474-87/12112021- ТРП.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 АО «ЧПО им. В. И. Чапаева»» 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 АО «ЧПО им. В. И. Чапаева»

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Чебоксарское производственное объединение имени В. И. Чапаева»

(АО «ЧПО им. В. И. Чапаева»)

Адрес: 428038, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Социалистическая, д.1

Телефон (факс): +7 (8352) 39-62-09 / 62-42-23

E-mail: info@chapaew.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергетическая компания «СТИ»
(ООО «ЭК «СТИ»)

Адрес: 190005, Санкт-Петербург, Троицкий проспект, д. 12 лит. А, пом. 4 «Н»

Телефон (факс): +7 (812) 251-13-73 / 251-32-58

E-mail: info@ek-sti.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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86119-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Красный Яр»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Красный Яр» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

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

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTS (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

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

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

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

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

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML и передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектом ОРЭМ.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС «Красный Яр» ПАО «ФСК ЕЭС».

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит УССВ, которое синхронизировано с национальной шкалой времени UTC (SU) по сигналам ГЛОНАСС.

Коррекция шкалы времени УСПД выполняется автоматически при достижении расхождения со шкалой времени ИВК равного или более 1 с. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется с интервалом не более 60 мин.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется 1 раз в 30 минут, коррекция шкалы времени счетчиков выполняется при достижении расхождения со шкалой времени УСПД равного или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп)» (СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

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

Таблица 1 - Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Состав ИК АИИС КУЭ					Вид электроэнергии
	Диспетчерское наименование точки учёта	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Красный Яр - Маркс	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07 /	активная реактивная
2	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Красный Яр - Гагарина	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ= 600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-3 - Красный Яр с отпайкой на ПС Шумейка (ВЛ-110 кВ Энгельсская ТЭЦ-3 – Красный Яр с отпайками) ((ВЛ-110 кВ ТЭЦ-3 – Красный Яр с отпайками))	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	TK16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
4	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Красный Яр - Саратовка	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
5	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-3 - Красный Яр 1ц с отпайками (ВЛ-110 кВ Энгельс-1)	SB 0,8 кл.т. 0,2S КТТ=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 КТН= 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ ТЭЦ-3 - Красный Яр 2ц с отпайками (ВЛ-110 кВ Энгельс-2)	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТБ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
7	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Красный Яр - Подлесное с отпайками (ВЛ-110 кВ Бобровка-1)	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
8	ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Красный Яр-Бобровка-2	SB 0,8 кл.т. 0,2S Ктт=600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн= 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
9	КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №1 с. Осиновка (ВЛ-10 №1)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S Ктт= 100/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 Ктн= 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.№14 В/часть (ВЛ-10 №14)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S КТТ=100/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТБ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
11	КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №6 Усть – Караман (ВЛ-10 №6)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S КТТ=300/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
12	КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №7 Генеральское (ВЛ-10 №7)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S КТТ=200/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
13	КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ № 12 с.Шумейка (ВЛ-10 №12)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТТ=300/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 КТН= 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, ВЛ-10 кВ №2 с. Бобровка (ВЛ-10 №2)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =150/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07	ТК16L.31 рег.№ 36643-07 / СТВ-01 рег. № 49933-12	активная реактивная
15	КРУН-10 кВ, В-10 пл.гол	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =1000/5 рег.№ 51623-12	НАЛИ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег.№ 51621-12	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная
16	ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	SB 0,8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} =600/5 рег.№ 20951-08	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 рег.№ 60353-15	ZMD кл.т. 0,2S/0,5 рег.№ 22422-07		активная реактивная

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 3 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (активная энергия) ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (активная энергия) ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
9-12, 14, 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
1-8, 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,0	1,1	1,8	1,2	1,3	1,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала основной относительной погрешности ИК (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации (реактивная энергия) ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)		
1	2	3	4	5	6		
9-12, 14, 15 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	1,7	3,8	3,4		
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,0	1,5	3,7	3,3		
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	3,5	3,3		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
1-8, 16 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,1	1,6	3,7	3,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	1,4	3,6	3,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,3	1,2	3,4	3,2
13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	3,0	5,5	4,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	4,0	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,5	3,7	3,4
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с		±5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 10 до + 30°C.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °C: - для ТТ, ТН - для счетчиков - для УСПД - для СТВ-01: для блока управления приемника и антенны	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -10 до +40 от -20 до +60 от +10 до +30 от -30 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электрической энергии ZMD: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ТК16L: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СТВ-01-01: - 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	35000 72 55000 24 10000 24 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 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:

–резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

–резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;

в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;

наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	SB 0,8	27
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	21
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ZMD	16
УСПД	TK16L	1
Комплексы измерительно- вычислительные	СТВ-01	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.002.364.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Красный Яр», аттестованном ФГБУ «ВНИИМС», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311787.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д.4

Телефон: +7 (495) 710-96-99

Факс: +7 (495) 710-96-60

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

ИНН 7733157421

Адрес: 123007, г. Москва, улица 1-я Магистральная, дом 17, строение 5, этаж 3

Телефон: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

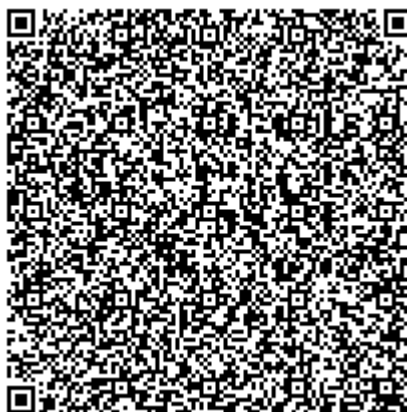
Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86120-22

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ (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, сервер синхронизации времени, сервер 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, проводится перемножение результатов измерений на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. 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 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;
- 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 КУЭ.

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 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 ИБК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 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 ± 1 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. Заводской номер 12.001-2022.

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 35 кВ КС-8, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.15, Ввод №1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 25433-03	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССВ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 35 кВ КС-8, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6, Ввод №2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
3	ПС 35 кВ КС-8, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 22656-02	Не используется	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
4	ПС 35 кВ КС-8, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТЛ-0,66УТ3 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 13578-00	Не используется	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
5	ПС 110 кВ КС-21, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, Ввод №1 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
6	ПС 110 кВ КС-21, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14, Ввод №2 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
7	ПС 110 кВ КС-21, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.22, Ввод №3 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

8	ПС 110 кВ КС-21, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.33, Ввод №4 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
9	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, Ввод №1 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
10	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14, Ввод №2 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
11	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.22, Ввод №3 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
12	ПС 110 кВ КС-21А, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.33, Ввод №4 10 кВ	ТЛ-10У3-40 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 4346-74	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %	δ_{w0}^A %	δ_{w0}^P %
5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12	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	-
1	0,50	±2,1	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0
	0,80	±1,3	±2,0	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,3	±2,3	±1,0	±1,9	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
2	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
3, 4	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-

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 %
5, 6, 7, 8, 9, 10	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	-
1	0,50	±2,2	±2,1	±1,7	±1,9	±1,5	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	±1,5	±2,4	±1,2	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,9
	0,87	±1,4	±2,7	±1,2	±2,3	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,2	-	±0,8	-	±0,8	-	±0,8	-
2	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
3, 4	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
	0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
	1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-

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;
 δ_{wo}^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;
 δ_{wo}^P – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;
 δ_w^A – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой основной 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	12
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 Электросчетчики: – 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 МРЕК.411711.104, МРЕК.411711.102, МРЕК.411711.103 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТЛ-10УЗ-40	16
Трансформаторы тока	Т-0,66	2
Трансформаторы тока	ТЛ-0,66УТЗ	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	27
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р	10
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р	2
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Сергиевское ЛПУ. Формуляр	МРЕК.411711.104, МРЕК.411711.102, МРЕК.411711.103	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 Самара» Сергиевское ЛПУ» 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 Самара» Сергиевское ЛПУ

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

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

Правообладатель

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.

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

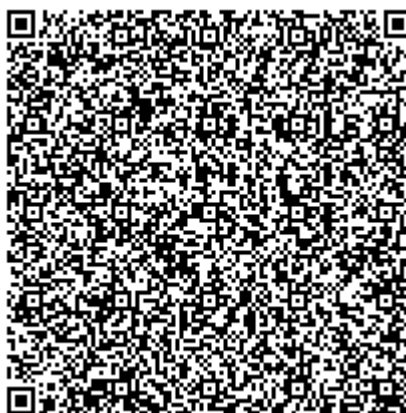
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц 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 «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86121-22

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Тольяттинское ЛПУ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Тольяттинское ЛПУ (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, сервер синхронизации времени, сервер 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, проводится перемножение результатов измерений на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. 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 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;
- 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 КУЭ.

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 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 ИБК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (основной канал);
- посредством спутникового канала для передачи данных от уровня ИБК во внешние системы и с сервера баз данных на АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы Сервера БД и счетчиков. Сервер БД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов Сервера БД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 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 ± 1 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. Заводской номер 12.002-2022.

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 35 кВ КС-9, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6, Ввод №1 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301-14; Сервер БД
2	ПС 35 кВ КС-9, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, Ввод №2 10 кВ	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 25433-03	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
3	ПС 35 кВ КС-9, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 47959-16	Не используется	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
4	ПС 35 кВ КС-9, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 47959-16	Не используется	Меркурий 234 ARTM2-03 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
5	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22 Тольяттинская, 1 СШ 10 кВ, яч.104, В-1-10	ARJA1/N2 J Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 85332-22	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 85331-22	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
6	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22 Тольяттинская, 2 СШ 10 кВ, яч.203, В-2-10	ARJA1/N2 J Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 85332-22	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 85331-22	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
7	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22 Тольяттинская, 3 СШ 10 кВ, яч.305, В-3-10	ARJA1/N2 J Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 85332-22	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/√3:100/√3 Рег. № 85331-22	Меркурий 234 ARTM2-00 РВ.Р Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

8	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22 Тольяттинская, 4 СШ 10 кВ, яч.407, В-4-10	ARJA1/N2 J Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 2500/5 Рег. № 85332-22	VRQ3n/S2 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 85331-22	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	ССБ-1Г Рег. № 58301- 14; Сервер БД
9	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22А, 5 СШ 10 кВ, яч.22, В-5-10	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-05	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
10	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22А, 6 СШ 10 кВ, яч.32, В-6-10	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-05	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
11	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22А, 7 СШ 10 кВ, яч.43, В-7-10	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-05	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	
12	ПС 220 кВ КС-22, ЗРУ-10 кВ КС-22А, 8 СШ 10 кВ, яч.6, В-8-10	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 Рег. № 30709-05	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 48266-11	

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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2, 9, 10, 11, 12	0,50	-	-	±5,3	±2,6	±2,7	±1,4	±1,9	±1,1
	0,80	-	-	±2,8	±4,3	±1,5	±2,3	±1,1	±1,6
	0,87	-	-	±2,4	±5,4	±1,3	±2,8	±0,9	±2,0
	1,00	-	-	±1,7	-	±0,9	-	±0,7	-
3, 4	0,50	±4,6	±2,3	±2,7	±1,6	±1,8	±1,0	±1,8	±1,0
	0,80	±2,4	±3,8	±1,5	±2,4	±1,0	±1,5	±1,0	±1,5
	0,87	±2,1	±4,7	±1,3	±2,8	±0,8	±1,9	±0,8	±1,9
	1,00	±1,5	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,6	-
5, 6, 7, 8,	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	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2, 9, 10, 11, 12	0,50	-	-	±5,3	±2,9	±2,8	±2,0	±2,0	±1,7
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,5	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,7	-	±1,0	-	±0,8	-
3, 4	0,50	±4,7	±2,7	±2,7	±2,1	±1,9	±1,7	±1,9	±1,7
	0,80	±2,5	±4,0	±1,6	±2,7	±1,1	±2,1	±1,1	±2,1
	0,87	±2,2	±4,9	±1,4	±3,1	±1,0	±2,3	±1,0	±2,3
	1,00	±1,6	-	±0,9	-	±0,7	-	±0,7	-
5, 6, 7, 8,	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	-

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	12
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 МРЕК.411711.107, МРЕК.411711.105, МРЕК.411711.106 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Тольяттинское ЛПУ. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛП-10	12
Трансформаторы тока	ТОП	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ARJA1/N2 J	12
Трансформаторы напряжения	VRQ3n/S2	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	6
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-03 PB.R	2
Счетчики	Меркурий 234 ARTM2-00 PB.R	10
Сервер БД	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО ИВК	АльфаЦЕНТР	1
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Тольяттинское ЛПУ. Формуляр	МРЕК.411711.107, МРЕК.411711.105, МРЕК.411711.106	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 Самара» Тольяттинское ЛПУ» 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 Самара» Тольяттинское ЛПУ

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

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

Правообладатель

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.

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

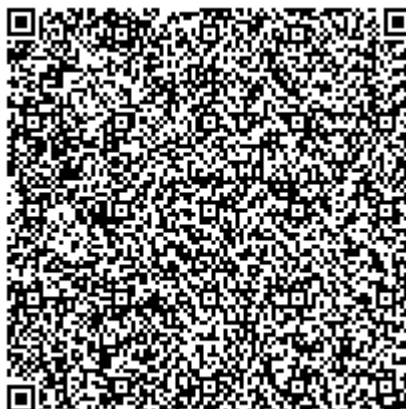
Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

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

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86122-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Северное ЛПУ МГ КС-7

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Северное ЛПУ МГ КС-7 (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 систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы 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), включающий в себя сервер баз данных (СБД), сервер синхронизации времени, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго» и АО «Газпром энергосбыт», каналообразующую 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 без учета коэффициента трансформации:

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

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

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 СБД 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 автоматизированный 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 локальной вычислительной сети для передачи данных от СБД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от СБД на АРМ;
- посредством электронной почты в виде электронных документов XML в формате 80020 для передачи данных от СБД 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 СБД.

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;
- посредством наземного канала связи E1 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 и/или АРМ (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя сервер синхронизации времени, часы СБД и счетчиков. СБД получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от сервера синхронизации времени. Синхронизация часов СБД с сервером синхронизации времени происходит при расхождении более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с временем часов СБД осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем часов СБД ± 1 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 АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 12.003-2022 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.4	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	ССБ-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
2	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.5	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
3	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.6	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
4	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.11	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 1СШ 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
6	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.18	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.23	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
8	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.25	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 2СШ 10 кВ, яч.26	ТЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2473-69	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
10	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч.29	ТЛК10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
11	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч.30	ТЛК10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч.31	ТЛК10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	CCB-1Г, рег. № 58301-14, Stratus FT Server 4700 P4700-2S
13	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч.32	ТЛК10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
14	ПС 35/10 кВ КС-7, ЗРУ-10 кВ, 3СШ 10 кВ, яч.33	ТЛК10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 9143-83	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Примечания:

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-14	Активная	1,2	3,1
	Реактивная	1,9	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	14
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: $\cos\varphi$ $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для СБД, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от -40 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ССВ-1Г: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СБД: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	35000 72 0,95 24 0,99 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СБД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 5 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:

счетчика, 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.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- 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 СБД.

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.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	14
Трансформатор тока	ТЛМ-10	18
	ТЛК10	10
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	1
Сервер баз данных (СБД)	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
Документация		
Паспорт-формуляр	МРЕК.411711.134.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Самара» Северное ЛПУ МГ КС-7, МВИ 26.51/143/22, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7736186950

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

Телефон: +7 (3532) 687-128

Факс: +7 (3532) 687-127

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

Изготовитель

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

ИНН 7736186950

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

Телефон: +7 (3532) 687-128

Факс: +7 (3532) 687-127

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

Испытательный центр

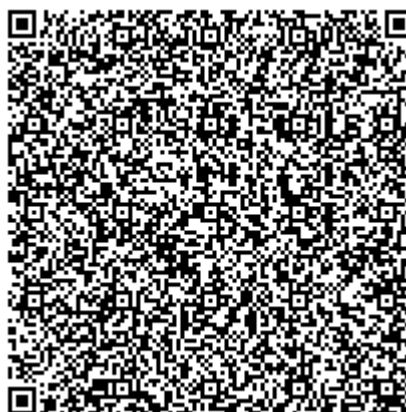
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

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

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-80

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-80 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до определенного уровня, соответствующего заданному значению объема.

Резервуары представляют собой горизонтально расположенный цилиндрический стальной сосуд с усеченно-коническими днищами, состоящий из двух секций. Секции разделены между собой перегородкой. По наружной поверхности резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты и покрыты оцинкованным листом.

Резервуары оборудованы смотровой площадкой с лестницей и ограждениями.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки.

Заводские номера резервуаров наносятся аэрографическим способом на крышку измерительного люка (рисунок 1).

Резервуары РГС-80 с заводскими номерами 6158, 6159 расположены по адресу: Республика Башкортостан, Туймазинский район, г. Туймазы, с. Субханкулово, ул. Школьная, 3, БПО Туймазинское НУ АО «Транснефть – Урал».

Общий вид резервуаров РГС-80 представлен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

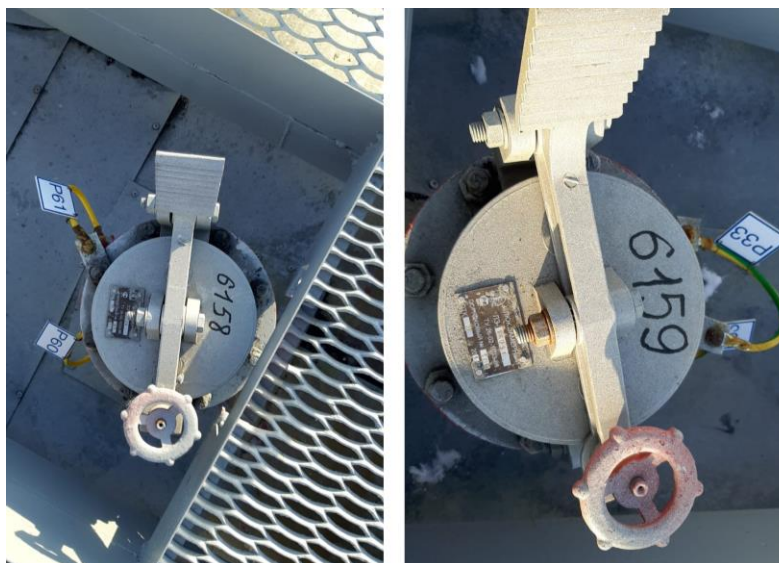


Рисунок 1 – Место нанесения заводских номеров



Рисунок 2 – Общий вид резервуаров PGC-80

Пломбирование резервуаров PGC-80 не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	Номера секций	
	1	2
Номинальная вместимость, м ³	68	12
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объёмный метод), %	±0,25	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-80	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 8 паспорта на резервуар.

Нормативные документы, устанавливающие требования к резервуарам стальным горизонтальным цилиндрическим РГС-80

Приказ Росстандарта № 256 от 7 февраля 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»

Правообладатель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Новокузнецкий завод резервуарных металлоконструкций имени Н.Е. Крюкова» (АО «НЗРМК им. Н.Е. Крюкова»)

ИНН 4221002780

Адрес: 654033, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Некрасова (Кузнецкий р-н), 28

Телефон/ факс: +7 (3843) 35-66-99/(3843) 35-66-82

Web-сайт: www.nzrmk.ru

E-mail: rmk@nzrmk.ru

Испытательный центр

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

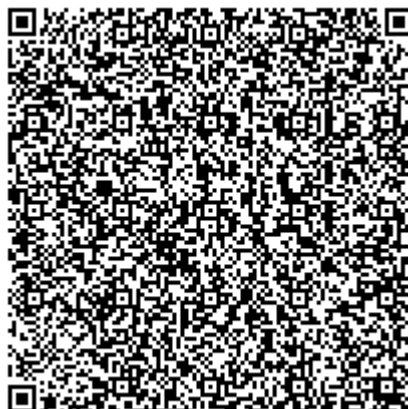
Адрес: 420132, г. Казань, ул. Адоратского, д. 39Б, офис 51

Телефон: +7 9372834420

Факс +7 (843) 515-00-21

E-mail: trifonovua@mail.ru

Аттестат аккредитации ООО «МетроКонТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312640 от 01.04.2019



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86147-22

Лист № 1
Всего листов 23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки для поверки счетчиков электрической энергии СУ203

Назначение средства измерений

Установки для поверки счетчиков электрической энергии СУ203 (в дальнейшем - установки) предназначены для поверки одно- и трехфазных счетчиков активной электрической энергии, соответствующих ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, классов точности 0,2S или 0,5S и менее точных, в зависимости от исполнения установок, а также одно- и трехфазных счетчиков реактивной электрической энергии, соответствующих ГОСТ 31819.23-2012, классов точности 0,5.

Описание средства измерений

Принцип действия Установок основан на методе эталонного счетчика по ГОСТ 8.584-2004. Питание параллельных и последовательных цепей поверяемых счетчиков производится от источников испытательных сигналов переменного напряжения и тока по методу фиктивной мощности.

Установки обеспечивают возможность поверки счетчиков, осуществляющих обмен информацией с внешними устройствами по цифровым интерфейсам стандартов EIA RS-232, опционально - EIA RS-485, а также - по оптическому интерфейсу, выполненному в соответствии с ГОСТ IEC 61107-2011. Поверка счетчиков, осуществляющих обмен информацией по цифровым и по оптическому интерфейсам возможна на установках при применении персонального компьютера с установленным на нем специализированным программным обеспечением.

Установки могут также применяться для поверки и регулировки вольтметров, амперметров, ваттметров, варметров, преобразователей напряжения, преобразователей тока, преобразователей активной и реактивной мощности в диапазоне частот от 45 до 55 Гц или в диапазоне частот от 55 до 65 Гц в зависимости от исполнения.

Вид поверяемых на установках счетчиков активной и реактивной электрической энергии - однофазные с одной и двумя последовательными цепями, трехфазные трех- и четырехпроводные.

Установки состоят из стойки источника испытательных сигналов и стенда для подключения поверяемых счетчиков (в дальнейшем – стенд).

Стойка источника испытательных сигналов установок содержит:

- блок измерений, выполняющий функции эталонного счетчика установки;
- блок управления, в состав которого входит генератор сигналов для источников напряжения и тока;
- источник питания;
- три блока однофазных источников напряжения и тока с блоками трансформаторов, формирующих выходные сигналы напряжения и тока требуемого уровня, формы и с требуемыми углами фазового сдвига.

Выходные сигналы блоков однофазных источников трехфазной установки синхронизированы между собой и формируют трехфазную испытательную сеть.

Конструктивно стойка представляет собой напольный шкаф стандарта 19" со встраиваемыми блоками, корпуса которых изготовлены из алюминиевого сплава и окрашены в серый цвет.

Выходы канала напряжения источника испытательных сигналов изолированы от сети питания и корпуса установки. Выходы канала тока изолированы от сети питания, корпуса и выходов канала напряжения. Выходы канала тока разных фаз трехфазной установки изолированы друг от друга.

Выходные сигналы источника испытательных сигналов стабилизированы. Источник испытательных сигналов обеспечивают возможность формирования синусоидальных сигналов и сигналов, содержащих высшие гармонические составляющие, а также - сигналы специальной формы, соответствующие стандартам на счетчики электрической энергии переменного тока.

Стенды содержат по 8, 10, 16 или 20 поверочных мест (в зависимости от исполнения), вычислители и индикаторы погрешностей. В зависимости от исполнения установки в состав стендов могут входить встроенные активные изолирующие трансформаторы тока. Изолирующие трансформаторы тока предназначены для обеспечения поверки одно- и трехфазных счетчиков с гальванической связью между последовательными и параллельными цепями. В состав стенда входит генератор опорной частоты, формирующий опорный сигнал для режима измерений временных интервалов при определении погрешности хода часов, встроенных в счетчики. Стенд представляет собой конструкцию из алюминиевой рамы с панелями из стали, окрашенными в серый цвет.

Классы точности поверяемых, на установках без изолирующих трансформаторов тока, счетчиков активной электрической энергии 0,2S и менее точные, счетчиков реактивной электрической энергии 0,5 и менее точные. Классы точности поверяемых, на установках с изолирующими трансформаторами тока, счетчиков активной электрической энергии 0,5S и менее точные, счетчиков реактивной электрической энергии 0,5 и менее точные.

Выполняемые установками функции при определении метрологических характеристик поверяемых счетчиков по выходным сигналам электронных и оптических испытательных выходов:

- определение погрешностей измерений активной и реактивной электрической энергии (тест погрешности) с учетом влияющих факторов;
- проверка порога чувствительности (тест чувствительности);
- проверка отсутствия самохода (тест самохода);
- определение погрешности измерений временных интервалов в режиме определения погрешности хода внутренних часов счетчиков.

Выпускаются исполнения установок, соответствующие структуре условного обозначения.

Запись обозначения установок при их заказе должна состоять из наименования установки, условного обозначения согласно структуре условного обозначения, обозначения технических условий. Например:

«Установка для поверки счетчиков электрической энергии СУ203-ТА-16-50ТУ 26.51.43-144-63919543-2021».

Структура условного обозначения установок:

СУ203-Х-Х-Х

1 2 3 4

1 - условное обозначение типа установок СУ203;

2 - наличие изолирующих трансформаторов тока:

«ТО» - изолирующие трансформаторы тока отсутствуют;

«ТА» - встроенные изолирующие трансформаторы тока входят в состав;
3 - максимальное количество одновременно поверяемых счетчиков:

- «08» - количество поверочных мест 8;
- «10» - количество поверочных мест 10;
- «16» - количество поверочных мест 16;
- «20» - количество поверочных мест 20.

4 - номинальное значение частоты выходных сигналов:

- «50» - диапазон частот выходных сигналов от 45 до 55 Гц;
- «60» - диапазон частот выходных сигналов от 55 до 65 Гц.

Вид установок со стендом, содержащим 16 поверочных мест, со стороны передней панели, представлен на рисунке 1.

Ограничение доступа к местам настройки (регулировки) осуществляется путем нанесения мастичных пломб на винтах и площадках, указанных на рисунках 2...5.

Места пломбировки блока измерений, выполняющего функции эталонного счетчика установки, указано на рисунке 2 стрелками.

Места пломбировки блока управления указано на рисунке 3 стрелками.

Места пломбировки генератора опорной частоты, применяющегося при определении погрешности хода внутренних часов счетчиков, указано на рисунке 4 стрелками.

Места пломбировки встроенных активных изолирующих трансформаторов тока указаны на рисунке 5 стрелками. Пломбировке подлежат все активные изолирующие трансформаторы тока, если они входят в состав установки.



Рисунок1 – Установка СУ203



Рисунок2 –Места пломбировки блока измерений

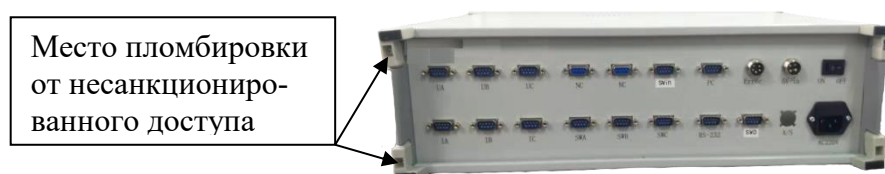


Рисунок3 –Места пломбировки блока управления



Рисунок4 –Места пломбировки генератора опорной частоты



Рисунок5 – Места пломбировки встроенных активных изолирующих трансформаторов тока

Знак утверждения типа, заводской номер, состоящий из 15 цифр и 4 цифры года изготовления наносятся в виде наклейки, изготовленной по технологии "Металлофото". Расположение наклейки в верхней части задней панели стойки установки показано на рисунке 6.



Рисунок 6 – Места нанесения знака утверждения типа, заводского номера и года изготовления

Программное обеспечение

Программное обеспечение установок (в дальнейшем - ПО) состоит из встроенного программного обеспечения (в дальнейшем - ВПО) и прикладной программы для персонального компьютера «Энергомера СУ203». Результаты измерений и расчетов отображаются непосредственно на дисплеях стендов установок и на мониторе персонального компьютера, если он применяется с установкой.

К метрологически значимой части ПО относится программа ВПО, которая устанавливается в процессе производства изделия. Доступ к ней невозможен без нарушения пломб и вскрытия блоков или без применения специальных средств и программ.

ВПО выполняет функции управления режимами работы, математической обработки и представления измерительной информации.

Программирование сервисных и интерфейсных функций осуществляется с помощью программ «Энергомера СУ203».

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО установок указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО установок

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Блок управления СУ203	Блок измерений СУ203
Идентификационное наименование ПО	Блок управления СУ203	Блок измерений СУ203
Номер версии (идентификационный номер) ПО	HP1.20.21	HDS322
Цифровой идентификатор (контрольная сумма) ПО	0x99F2	0x1F3E

Для установок установлен «высокий» уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и основные технические характеристики установок приведены с учетом влияния ПО.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики установок приведены в таблицах 2 и 3 (в зависимости от исполнения).

Метрологические характеристики встроенного блока измерений, выполняющего функции эталонного счетчика, приведены в таблице 4.

Дополнительные погрешности установок приведены в таблице 5.

Основные технические характеристики установок приведены в таблице 6.

Технические характеристики каналов напряжения и тока приведены в таблицах 7 и 8 соответственно.

Измеряемые поверяемыми счетчиками величины, погрешности измерений которых определяются при обмене информацией по цифровому или по оптическому интерфейсам, приведены в таблице 9.

Таблица 2 - Метрологические характеристики установок исполнений СУ203-ТО-Х-Х, не содержащих в составе изолирующие трансформаторы тока

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений напряжения ¹⁾ , В: среднеквадратическое значение фазных напряжений [U]; среднеквадратическое значение междуфазных напряжений [U _{мф}]	от 30 до 300 от 50 до 500
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %: среднеквадратическое значение фазных напряжений [U]; среднеквадратическое значение междуфазных напряжений [U _{мф}]	±0,05 ±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности устанавливаемого среднеквадратического значения напряжения [U], %	±0,5
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений силы тока, А: среднеквадратическое значение силы фазных токов [I]	от 0,001 до 120
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы фазных токов [I], %: в диапазоне от 0,001 до 0,01 А; в диапазоне от 0,01 до 0,05 А; в диапазоне от 0,05 до 120 А	±2,0 ±0,10 ±0,05
Пределы допускаемой относительной погрешности устанавливаемого среднеквадратического значения силы тока [I], %: в диапазоне от 0,001 до 0,01 А; в диапазоне от 0,01 до 120 А	±2,0 ±0,5
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	от 45 до 55 Гц или от 55 до 65 Гц в зависимости от исполнения установки
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	±0,01
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемого значения частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	±0,01

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Устанавливаемые значения углов фазового сдвига между основными гармониками двух выходных напряжений, градус: для фазных напряжений U_A, U_B, U_C при прямом порядке чередования фаз в трехфазной четырехпроводной сети для фазных напряжений U_A, U_B, U_C при обратном порядке чередования фаз в трехфазной четырехпроводной сети для междуфазных напряжений U_{AB}, U_{CB} при прямом порядке чередования фаз в трехфазной трехпроводной сети для междуфазных напряжений U_{AB}, U_{CB} при обратном порядке чередования фаз в трехфазной трехпроводной сети	120 минус 120 60 минус 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками двух выходных напряжений при задании прямого и обратного порядка чередования фаз в трехфазной четырехпроводной и в трехфазной трехпроводной сети, градус	$\pm 1,0$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы в соответствии с заданным значением коэффициента активной или реактивной мощности, градус: при U от 30 до 300 В; I от 0,01 до 120 А	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы, градус	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы в соответствии с заданным значением коэффициента активной или реактивной мощности, градус	$\pm 1,0$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений коэффициентов активной $[K_{акт}]$ и реактивной $[K_{реакт}]$ мощностей: при U от 30 до 300 В; I от 0,01 до 120 А	от минус 1 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений численного значения коэффициентов активной $[K_{акт}]$ и реактивной $[K_{реакт}]$ мощностей	$\pm 0,005$
Диапазон измерений активной мощности, Вт: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А, $ K_{акт} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,16-0,06 \cdot K_{акт})$ $\pm(0,09-0,04 \cdot K_{акт})$ $\pm 0,035/ K_{акт} $

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной мощности в трехфазной сети при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{акт}}$ от 0,5 (инд.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{\text{акт}}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков активной энергии, %	от минус 70 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии однофазных счетчиков активной энергии, трехфазных счетчиков активной энергии при симметричных напряжении и нагрузке по испытательным выходам счетчиков, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А, $K_{\text{акт}} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А, $K_{\text{акт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{акт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $K_{\text{акт}}$ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,16-0,06 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm(0,09-0,04 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm 0,035 / K_{\text{акт}}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии трехфазных счетчиков активной энергии при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке по испытательным выходам счетчиков, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{акт}}$ от 0,5 (инд.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{\text{акт}}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений реактивной мощности, вар: в однофазной сети; в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,02 А, $K_{\text{реакт}} ^{5)} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,02 до 0,05 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm(0,15-0,06 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm 0,06 / K_{\text{реакт}}$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной мощности в трехфазной сети при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{\text{реакт}}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков реактивной энергии, %	от минус 70 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии однофазных счетчиков реактивной энергии, трехфазных счетчиков реактивной энергии при симметричных напряжении и нагрузке по испытательным выходам счетчиков, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,02 А, $K_{\text{реакт}} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,02 до 0,05 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm(0,15-0,06 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm 0,06 / K_{\text{реакт}}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии трехфазных счетчиков реактивной энергии при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке по испытательным выходам счетчиков, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{\text{реакт}}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений полной мощности, В·А: в однофазной сети; в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120	$\pm 2,0$ $\pm 0,15$ $\pm 0,10$

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых погрешностей в режиме определения погрешностей измерений счетчиками со стандартными цифровыми интерфейсами величин по результатам, получаемым путем обмена информацией по интерфейсу, для величин, приведенных в таблице 9 ²⁾	Пределы допускаемых значений погрешностей приведены в данной таблице.
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений временных интервалов в режиме определения погрешности хода часов, встроенных в счетчики, с учетом корректирующего коэффициента часов, с/сутки: при времени усреднения не менее 20 с; при частоте импульсного сигнала не более 600 Гц.	$\pm 0,1$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Метрологические характеристики установок исполнений СУ203-ТО-Х-Х соответствуют требованиям, предъявляемыми государственной поверочной схемой: для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 1436 от 23 июля 2021 г. для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 1942 от 03 сентября 2021 г. для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 575 от 14 мая 2015 г. для средств измерений времени и частоты, утвержденной Приказом Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 г.	2 разряд 3 разряд при измерении силы тока от 0,01 до 100 А 2 разряд 4 разряд
¹⁾ Расширенный диапазон устанавливаемого среднеквадратического значения фазного напряжения с ненормируемой погрешностью от 3 до 300 В. ²⁾ При применении персонального компьютера с установленным специализированным программным обеспечением	

Таблица 3 - Метрологические характеристики установок исполнений СУ203-ТА-Х-Х, содержащих в составе изолирующие трансформаторы тока

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений напряжения ¹⁾ , В: среднеквадратическое значение фазных напряжений [U] среднеквадратическое значение междупазных напряжений [U _{мф}]	от 30 до 300 от 50 до 500
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %: среднеквадратическое значение фазных напряжений [U] среднеквадратическое значение междупазных напряжений [U _{мф}]	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности устанавливаемого среднеквадратического значения напряжения [U], %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений силы тока, А: среднеквадратическое значение силы фазных токов [I]	от 0,005 до 120
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы фазных токов [I], %: в диапазоне от 0,005 до 0,05 А в диапазоне от 0,05 до 0,25 А в диапазоне от 0,25 до 120 А	$\pm 5,0$ $\pm 0,15$ $\pm 0,10$
Пределы допускаемой относительной погрешности устанавливаемого среднеквадратического значения силы тока [I], %: в диапазоне от 0,005 до 0,05 А в диапазоне от 0,05 до 0,25 А в диапазоне от 0,25 до 120 А	$\pm 5,0$ $\pm 1,0$ $\pm 0,5$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений частоты выходных сигналов, Гц	от 45 до 55 Гц или от 55 до 65 Гц в зависимости от исполнения установки
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты выходных сигналов, Гц	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемого значения частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	$\pm 0,01$
Устанавливаемые значения углов фазового сдвига между основными гармониками двух выходных напряжений, градус: для фазных напряжений U_A , U_B , U_C при прямом порядке чередования фаз в трехфазной четырехпроводной сети для фазных напряжений U_A , U_B , U_C при обратном порядке чередования фаз в трехфазной четырехпроводной сети для междуфазных напряжений U_{AB} , U_{CB} при прямом порядке чередования фаз в трехфазной трехпроводной сети для междуфазных напряжений U_{AB} , U_{CB} при обратном порядке чередования фаз в трехфазной трехпроводной сети	120 минус 120 60 минус 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками двух выходных напряжений при задании прямого и обратного порядка чередования фаз в трехфазной четырехпроводной и в трехфазной трехпроводной сети, градус	$\pm 1,0$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы в соответствии с заданным значением коэффициента активной или реактивной мощности, градус: при U от 30 до 300 В; I от 0,05 до 120 А	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы, градус	$\pm 0,15$

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности устанавливаемых значений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы в соответствии с заданным значением коэффициента активной или реактивной мощности, градус	$\pm 1,0$
Диапазон измерений и диапазон устанавливаемых значений коэффициентов активной $[K_{\text{акт}}]$ и реактивной $[K_{\text{реакт}}]$ мощностей: при U от 30 до 300 В; I от 0,05 до 120 А	от минус 1 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений численного значения коэффициентов активной $[K_{\text{акт}}]$ и реактивной $[K_{\text{реакт}}]$ мощностей	$\pm 0,005$
Диапазон измерений выходной активной мощности, Вт: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,15 до 36000 от 0,45 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,005 до 0,05 А, $ K_{\text{акт}} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 0,25 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,50 до 120 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 5,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm(0,12-0,04 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm 0,050 / K_{\text{акт}} $
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной мощности в трехфазной сети при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,5 (инд.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $ K_{\text{акт}} $, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжении и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков активной энергии, %	от минус 70 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии однофазных счетчиков активной энергии, трехфазных счетчиков активной энергии при симметричных напряжении и нагрузке по испытательным выходам счетчиков, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,005 до 0,05 А, $ K_{\text{акт}} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 0,25 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,50 до 120 А, $ K_{\text{акт}} $ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 5,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm(0,12-0,04 \cdot K_{\text{акт}})$ $\pm 0,050 / K_{\text{акт}} $

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии трехфазных счетчиков активной энергии при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке по испытательным выходам счетчиков, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $K_{акт}$ от 0,5 (инд.) до 1,0. Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{акт}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений реактивной мощности, вар: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,15 до 36000 от 0,45 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжениях и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,005 до 0,05 А, $K_{реакт} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 0,25 А, $K_{реакт}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $K_{реакт}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,50 до 120 А, $K_{реакт}$ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 5,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{реакт})$ $\pm(0,20-0,10 \cdot K_{реакт})$ $\pm 0,075 / K_{реакт}$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной мощности в трехфазной сети при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $K_{реакт}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{реакт}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков реактивной энергии, %	от минус 70 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии однофазных счетчиков реактивной энергии, трехфазных счетчиков реактивной энергии при симметричных напряжениях и нагрузке по испытательным выходам счетчиков, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,005 до 0,05 А, $K_{реакт} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 0,25 А, $K_{реакт}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $K_{реакт}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,50 до 120 А, $K_{реакт}$ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 5,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{реакт})$ $\pm(0,20-0,10 \cdot K_{реакт})$ $\pm 0,075 / K_{реакт}$

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной погрешности измерений энергии трехфазных счетчиков реактивной энергии при симметричном трехфазном напряжении и однофазной нагрузке по испытательным выходам счетчиков, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке: при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 Разность между значениями погрешностей при однофазной нагрузке и значением погрешности при симметричной многофазной нагрузке при I от 1 до 50 А, $K_{\text{реакт}}$, равном 1,0, в долях от погрешности при симметричных напряжениях и нагрузке, не должна превышать	1,5 2,0
Диапазон измерений полной мощности, В·А в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,15 до 36000 от 0,45 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжениях и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,005 до 0,05 А при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 0,25 А при U от 30 до 300 В, I от 0,25 до 120	$\pm 5,0$ $\pm 0,20$ $\pm 0,15$
Пределы допускаемых погрешностей в режиме определения погрешностей измерений счетчиками со стандартными цифровыми интерфейсами величин по результатам, получаемым путем обмена информацией по интерфейсу, для величин, приведенных в таблице 9²⁾	Пределы допускаемых значений погрешностей приведены в данной таблице.
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений временных интервалов в режиме определения погрешности хода часов, встроенных в счетчики, с учетом корректирующего коэффициента часов, с/сутки: при времени усреднения не менее 20 с при частоте импульсного сигнала не более 600 Гц	$\pm 0,1$
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Метрологические характеристики установок исполнений СУ203-ТО-Х-Х соответствуют требованиям, предъявляемыми государственной поверочной схемой: для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 1436 от 23 июля 2021 г. для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 Вв диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 1942 от 03 сентября 2021 г.	2 разряд 3 разряд

Окончание таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц, утвержденной Приказом Росстандарта № 575 от 14 мая 2015 г.;	при измерении силы тока от 0,01 до 100 А 2 разряд
для средств измерений времени и частоты, утвержденной Приказом Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 г.	4 разряд
1) Расширенный диапазон устанавливаемого среднеквадратического значения фазного напряжения с ненормируемой погрешностью от 3 до 300 В. 2) При применении персонального компьютера с установленным специализированным программным обеспечением	

Таблица 4 - Метрологические характеристики встроенного блока измерений установок, выполняющего функции эталонного счетчика

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений напряжений, В: среднеквадратическое значение фазных напряжений $[U]^{1)}$; среднеквадратическое значение междуфазных напряжений $[U_{мф}]$	от 30 до 300 от 50 до 500
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %: среднеквадратическое значение фазных напряжений $[U]$; среднеквадратическое значение междуфазных напряжений $[U_{мф}]$	$\pm 0,05$ $\pm 0,05$
Диапазон измерений среднеквадратического значения силы фазных токов $[I]^{2)}$, А	от 0,001 до 120 А
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений среднеквадратического значения силы фазных токов, %: в диапазоне от 0,001 до 0,01 А; в диапазоне от 0,01 до 0,05 А; в диапазоне от 0,05 до 120 А	$\pm 2,0$ $\pm 0,10$ $\pm 0,05$
Диапазон измерений частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	от 45 до 55 Гц или от 55 до 65 Гц в зависимости от исполнения установки
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты основной гармоники выходных сигналов, Гц	$\pm 0,01$
Диапазон измерений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы $[\varphi(1)_{UI}]$, градус: при U от 30 до 300 В; I от 0,01 до 120 А	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между основными гармониками напряжения и тока одной фазы, градус	$\pm 0,05$
Диапазон измерений коэффициента активной и реактивной мощностей: при U от 30 до 300 В; I от 0,01 до 120 А	от минус 1 до 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений численного значения коэффициентов активной $[K_{акт}]$ и реактивной $[K_{реакт}]$ мощностей	$\pm 0,005$

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений активной мощности, Вт: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А, $ K_{акт} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,16-0,06 \cdot K_{акт})$ $\pm(0,09-0,04 \cdot K_{акт})$ $\pm 0,035/ K_{акт} $
Диапазон преобразования измеренной активной мощности в частотный сигнал ³⁾ , Вт: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразования измеренной активной мощности в частотный сигнал при измерении однофазной мощности, а также - при измерении трехфазной мощности при симметричных напряжении и нагрузке ³⁾ , %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А, $ K_{акт} = 1,0$; при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $ K_{акт} $ от 0,25 (инд.) до 0,5 (инд.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,16-0,06 \cdot K_{акт})$ $\pm(0,09-0,04 \cdot K_{акт})$ $\pm 0,035/ K_{акт} $
Диапазон измерений реактивной мощности, вар: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжении и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,02 А, $ K_{реакт} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,02 до 0,05 А, $ K_{реакт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $ K_{реакт} $ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $ K_{реакт} $ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{реакт})$ $\pm(0,15-0,06 \cdot K_{реакт})$ $\pm 0,060/ K_{реакт} $
Диапазон преобразования измеренной реактивной мощности в частотный сигнал ⁴⁾ , вар: в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой основной относительной погрешности преобразования измеренной реактивной мощности в частотный сигнал при измерении однофазной мощности, а также - при измерении трехфазной мощности при симметричных напряжениях и нагрузке⁴⁾, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,02 А, $K_{\text{реакт}} = 1,0$ при U от 30 до 300 В, I от 0,02 до 0,05 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,5 (инд. и емк.) до 1,0 при U от 30 до 300 В, I от 0,1 до 120 А, $K_{\text{реакт}}$ от 0,25 (инд. и емк.) до 0,5 (инд. и емк.)	$\pm 2,0$ $\pm(0,25-0,10 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm(0,15-0,06 \cdot K_{\text{реакт}})$ $\pm 0,060 / K_{\text{реакт}}$
Диапазон измерений полной мощности, В·А в однофазной сети в трехфазной сети	от 0,03 до 36000 от 0,09 до 108000
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений полной мощности в однофазной сети, а также - в трехфазной сети при симметричных напряжениях и нагрузке, %: при U от 30 до 300 В, I от 0,001 до 0,01 А при U от 30 до 300 В, I от 0,01 до 0,05 А при U от 30 до 300 В, I от 0,05 до 120 А	$\pm 2,0$ $\pm 0,15$ $\pm 0,10$
¹⁾ Номинальные значения поддиапазонов 60, 120, 240, 480 В. Пределы измерения напряжения на поддиапазонах 60, 120, 240 В от 50 до 120 %. На поддиапазоне с номинальным значением 480 В погрешность измерений при напряжении более 300 В не нормируется. ²⁾ Номинальные значения поддиапазонов 0,025; 0,05; 0,10; 0,25; 0,50; 1,0; 2,5; 5,0; 10; 25; 50; 100 А. Пределы измерения силы тока на поддиапазонах с номинальными значениями 0,05 А и выше от 50 до 100 %. Пределы измерения силы тока на поддиапазоне с номинальным значением 0,025 А от 4 до 100 %. ³⁾ Частота выходного сигнала частотного выхода $F_{\text{вых}}$, Гц, связана с измеренной активной мощностью P, Вт, соотношением $F_{\text{вых}} = C_{\text{акт}} \cdot P / (3,6 \cdot 10^6)$, где $C_{\text{акт}}$ - передаточное число блока измерений, выполняющего функции эталонного счетчика, указанное в эксплуатационной документации, имп./кВт·ч; $3,6 \cdot 10^6$ - коэффициент перевода размерности кВт·ч в Вт·с. ⁴⁾ Частота выходного сигнала частотного выхода $F_{\text{вых}}$, Гц, связана с измеренной реактивной мощностью Q, вар, соотношением $F_{\text{вых}} = C_{\text{реакт}} \cdot Q / (3,6 \cdot 10^6)$, где $C_{\text{реакт}}$ - передаточное число блока измерений, выполняющего функции эталонного счетчика, указанное в эксплуатационной документации, имп./квар·ч.	

Таблица 5 - Дополнительные погрешности

Наименование дополнительной погрешности	Значение дополнительной погрешности	Диапазоны и поддиапазоны изменений информативных параметров входных сигналов
Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10°C, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:		
- измерений среднеквадратического значения фазного напряжения U , междуфазного напряжения $U_{мф}$;	1,0	U от 30 до 300В, $U_{мф}$ от 50 до 500В
- измерений среднеквадратического значения силы тока I ;		I от 0,01 до 120 А или от 0,05 до 120 А в зависимости от исполнения установок
- измерений активной, реактивной и полной мощностей, измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков в режиме определения погрешностей счетчиков;		U от 30 до 300В, $U_{мф}$ от 50 до 500В, I от 0,01 до 120 А или от 0,05 до 120 А в зависимости от исполнения установок,
- преобразования измеренной активной и реактивной мощности в частотный сигнал встроенного блока измерений		$ K_{акт} ^{(1)}$ от 0,25 инд. до 1,0 или $ K_{реакт} ^{(1)}$ от 0,25 инд. и емк. до 1,0
- измерений временных интервалов в режиме определения погрешности хода часов, встроенных в счетчики		время усреднения не менее 20 с, частота не более 600 Гц
Предел допускаемой дополнительной погрешности от несимметрии напряжений и нагрузки в трехфазной сети при прерывании одной или двух фаз трехфазной сети, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:		
- измерений активной, реактивной и полной мощностей, измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков в режиме определения погрешностей счетчиков.	2,0	U от 30 до 300В, $U_{мф}$ от 50 до 500В, I от 1,0 А до 60 А, $ K_{акт} = 1,0$ или $ K_{реакт} = 1,0$
- преобразования измеренной активной и реактивной мощности в частотный сигнал встроенного блока измерений		
Предел допускаемой дополнительной погрешности от искажения формы кривой тока при изменении суммарного коэффициента гармоник до 40 % на каждые 10 %, в долях от пределов допускаемой основной погрешности:		

Окончание таблицы 5

Наименование дополнительной погрешности	Значение дополнительной погрешности	Диапазоны и поддиапазоны изменений информативных параметров входных сигналов
- измерений среднеквадратического значения силы тока I;	1,0	I от 0,01 до 80 А или от 0,05 до 80 А в зависимости от исполнения установок
- измерений активной, реактивной и полной мощностей, измерений относительной погрешности измерений энергии счетчиков в режиме определения погрешностей счетчиков.		U от 30 до 250 В, U _{мф} от 50 до 430 В, I от 0,01 до 80 А или от 0,05 до 80 А в зависимости от исполнения установок, K _{акт} =1,0 или K _{реакт} =1,0
1) K _{акт} – коэффициент активной мощности, K _{реакт} – коэффициент реактивной мощности.		

Таблица 6 – Основные технические характеристики установок

Наименование характеристики, единица измерений	Значение
Габаритные размеры составных частей установок (высота × ширина × длина), мм, не более:	
- стойка источника испытательных сигналов	1920×600×800
- стенд установки, содержащей 8 поверочных мест	1600×2400×600
- стенд установки, содержащей 10 поверочных мест	1600×2700×600
- стенд установки, содержащей 16 поверочных мест	1920×2400×600
- стенд установки, содержащей 20 поверочных мест	1920×2700×600
Масса составных частей установок исполнений СУ203-ТО-Х-Х, кг, не более:	
- стойка источника испытательных сигналов	500
- стенд установки, содержащей 8 поверочных мест	290
- стенд установки, содержащей 10 поверочных мест	310
- стенд установки, содержащей 16 поверочных мест	380
- стенд установки, содержащей 20 поверочных мест	420
Масса составных частей установок исполнений СУ203-ТА-Х-Х, кг, не более:	
- стойка источника испытательных сигналов	500
- стенд установки, содержащей 8 поверочных мест	400
- стенд установки, содержащей 10 поверочных мест	450
- стенд установки, содержащей 16 поверочных мест	600
- стенд установки, содержащей 20 поверочных мест	700
Номинальное значение напряжения сети питания, В	3×230/400
Номинальная частота тока сети питания, Гц	50 или 60 Гц в зависимости от исполнения
Мощность, потребляемая от сети питания, В·А, не более	6000 В·А на фазу
Возможность автоматической регулировки счетчиков со стандартными цифровыми интерфейсами ¹⁾	Возможно для величин, приведенных в таблице 9, а также – для встроенных в счетчики часов

Окончание таблицы 6

Наименование характеристики, единица измерений	Значение
Время установления рабочего режима, мин	30
Продолжительность непрерывной работы, ч при времени перерыва 0,5 ч, ч	8
Продолжительность непрерывного генерирования тока силой более 20 А в каждом часе, мин	60 при силе выходного тока до 20 А
	30 при силе выходного тока от 20 до 60 А
	15 при силе выходного тока от 60 до 120 А
Нестабильность установленных значений при времени усреднения 10 с, %/мин., не более	
- среднеквадратического значения напряжения	$\pm 0,02$
- среднеквадратического значения силы тока	$\pm 0,05$
- мощности	$\pm 0,05$
Возможность контроля погрешности измерений силы тока в цепи нейтрали поверяемых счетчиков ²⁾	Возможно
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
¹⁾ При применении персонального компьютера с установленным специализированным программным обеспечением. ²⁾ Характеристики установок СУ203-ТА-Х-Х.	

Таблица 7 - Технические характеристики канала напряжения установок

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения поддиапазонов фазного напряжения канала напряжения $[U_{НП}]$, В	60, 120, 240, 480 В
Пределы изменения выходного фазного напряжения на поддиапазонах ^{1), 2)} , % от $U_{НП}$: 60, 120, 240 В 480 В	от 50 до 120 от 50 до 100
Максимальное значение выходной мощности канала напряжения, В·А, при напряжении ³⁾ : 57,7 В и выше на поддиапазоне с номинальным значением 60 В 120 В и выше на поддиапазоне с номинальным значением 120 В 220 В и выше на поддиапазоне с номинальным значением 240 В 276 В и ниже на поддиапазоне с номинальным значением 480 В	300 300 600 600
Допустимый характер нагрузки канала напряжения при последовательном соединении активной и реактивной составляющих эквивалентного сопротивления нагрузки, коэффициент мощности	от 0,2 (емк.) до 1,0
Суммарный коэффициент гармоник выходного синусоидального напряжения при напряжении не менее 30 В, %, не более	1

Окончание таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Порядок задаваемых высших гармоник сигнала напряжения при напряжении не более 250 В	от 2 до 21
¹⁾ Диапазоны изменения характеристик, для которых нормируются погрешности измерений и погрешности устанавливаемых значений, приведены в таблицах 2 и 3, ²⁾ На поддиапазоне с номинальным значением 480 В погрешность измерений и погрешность устанавливаемых значений при напряжении более 300 В не нормируется. ³⁾ Максимальное значение выходной мощности на поддиапазоне с номинальным значением 480 В при напряжении выше 300 В не нормируется и не контролируется.	

Таблица 8 - Технические характеристики канала тока установок

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения поддиапазонов канала тока [I _{нп}], А	0,025; 0,05; 0,10; 0,25; 0,50; 1,0; 2,5; 5,0; 10; 25; 50; 100
Пределы изменения выходного тока [I] на поддиапазонах ¹⁾ , % от I _{нп} : на поддиапазоне с номинальным значением силы тока 0,025 А на поддиапазонах с номинальным значением силы тока 0,05; 0,10; 0,50; 1,0; 5,0; 10; 50 А на поддиапазонах с номинальным значением силы тока 0,25; 2,5; 25 А на поддиапазоне с номинальным значением силы тока 100 А	От 4 до 100 включ. Св. 50 до 100 включ. Св. 40 до 100 включ. Св. 50 до 120 включ.
Максимальное значение выходной мощности канала тока, В·А, при силе тока ²⁾ : 120 А на поддиапазоне с номинальным значением 100 А 50 А на поддиапазоне с номинальным значением 50 А 25 А на поддиапазоне с номинальным значением 25 А 10 А на поддиапазоне с номинальным значением 10 А 1 А на поддиапазоне с номинальным значением 1 А 0,1 А на поддиапазоне с номинальным значением 0,1 А	1000 700 400 200 20 2
Суммарный коэффициент гармоник выходного синусоидального тока при выходном токе не менее 0,01 А, %, не более	2
Порядок задаваемых высших гармонических составляющих тока при силе тока не более 80 А	от 2 до 21
¹⁾ Диапазоны изменения характеристик, для которых нормируются погрешности измерений и погрешности устанавливаемых значений, приведены в таблицах 2 и 3. ²⁾ Напряжение на нагрузке промежуточных поддиапазонов равно напряжению на нагрузке ближайшего поддиапазона с большей силой тока, для которого нормируется максимальная выходная мощность.	

Таблица 9– Измеряемые поверяемыми счетчиками величины, погрешности измерений которых определяются при обмене информацией по цифровому или по оптическому интерфейсам

Наименование величины
Среднеквадратические значения напряжения и силы тока

Окончание таблицы 9

Наименование величины
Активная, реактивная и полная мощности в каждой из фаз трехфазной четырехпроводной сети и трехфазной мощности в трехфазной трехпроводной сети
Активная, реактивная и полная трехфазные мощности в трехфазной трехпроводной сети
Углы фазового сдвига основных гармоник сигналов напряжений относительно основных гармоник сигналов токов
Коэффициенты активной и реактивной мощностей однофазной и трехфазной сетей
Частота тока основной гармоники
Погрешность измерений временных интервалов в режиме определения погрешности хода часов, встроенных в счетчики, с учетом корректирующего коэффициента

Знак утверждения типа

наносится на тыльную сторону стойки источника испытательных сигналов в виде наклейки или другим способом, не ухудшающим качества, и на титульных листах руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 - Комплект поставки установок

Наименование	Обозначение	Количество
Установка для поверки счетчиков электрической энергии СУ203	Одно из исполнений	1 шт.
Руководство по эксплуатации	САНТ.411722.005 РЭ	1 экз.
Формуляр	САНТ.411722.005 ФО	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Комплект запасных частей и принадлежностей	Одно из исполнений согласно формуляра САНТ.411722.005 ФО	1 комплект

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Порядок работы» руководстве по эксплуатации САНТ.411722.005 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта № 1436 от 23 июля 2021 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц».

Приказ Росстандарта № 1942 от 03 сентября 2021 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц».

Приказ Росстандарта № 575 от 14 мая 2015 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц» (С 01 мая 2022 г. вводится ГПС в соответствии с Приказом № 668 от 17.03.2022 г. Росстандарта).

Приказ Росстандарта № 1621 от 31.07.2018 г. «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

ТУ 26.51.43-144-63919543-2021 Установки для поверки счетчиков электрической энергии СУ203. Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»)

ИНН 2635133470

Адрес: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415

Изготовитель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»)

ИНН 2635133470

Адрес: 355029, Россия, г. Ставрополь, ул. Ленина, 415

Телефоны: (8652) 35-75-27 центр консультации потребителей; 35-67-45 канцелярия

Телефон/факс: (8652) 56-66-90 центр консультации потребителей; 56-44-17 канцелярия

Web-сайт: <http://www.energomera.ru>

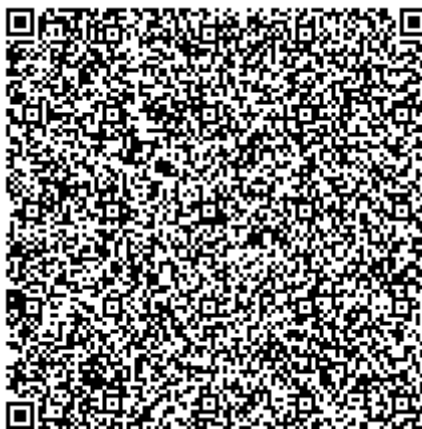
E-mail: concern@energomera.ru

Испытательный центр:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ставропольском крае, Республике Ингушетия и Карачаево-Черкесской Республике» (ФБУ «Северо-Кавказский ЦСМ»)

Адрес: 355035, край Ставропольский, город Ставрополь, улица Доваторцев, дом 7А

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311537



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки баллистические AP8001

Назначение средства измерений

Установки баллистические AP8001 (далее – установка) предназначены для воспроизведения и измерений пиковых значений ударного ускорения.

Описание средства измерений

Принцип действия установки основан на методе баллистического маятника. Контроль воспроизводимой амплитуды ударного ускорения ведется с помощью встроенного акселерометра.

Конструктивно установка состоит из станины, на которой с помощью специальных подвесов закреплены молот и наковальня со встроенным акселерометром. Амплитуда импульса ударного ускорения зависит от высоты подъема молота. Для изменения длительности импульса ударного ускорения на молоте предусмотрена установка специальных прокладок-демпферов.

Пиковое значение импульса ударного ускорения и его длительность измеряется встроенным в наковальню кварцевым эталонным акселерометром. Сигнал акселерометра формируются усилителем измерительным AP5200 (далее - усилитель). Регистрация сигналов осуществляется с помощью преобразователя напряжения измерительного AP6300 (далее – регистратор).

Нанесение знака поверки на установку не предусмотрено.

Маркировка установки, включая заводской номер, состоящий из арабских цифр, выполнена в виде бирки, наклеиваемой на боковую сторону станины. Пломбы-этикетки от несанкционированного доступа наносятся на корпуса усилителя и регистратора. Общий вид установки и схема пломбирования от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид установки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее по тексту – ПО) предназначено для установления требуемых режимов работы, обеспечения функций математической обработки сигналов, управления регистратором, записи и отображения результатов измерений.

Уровень защиты ПО соответствует уровню «низкий» по Р 50.2.077–2014. ПО не требует специальных средств защиты от преднамеренного воздействия, целостность ПО проверяется расчетом цифрового идентификатора (контрольной суммы исполняемого кода) с использованием алгоритма CRC-32. Характеристики ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АБКЖ.00029-01
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	0.30.1
Цифровой идентификатор ПО (с использованием алгоритма CRC32)	*
* - Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) указывается в паспорте АБКЖ.402152.010ПС	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон пиковых значений воспроизводимого и измеряемого ударного ускорения, м/с ²	от 1000* до 80000
Диапазон длительности импульса воспроизводимого и измеряемого ударного ускорения по уровню 0,1, мкс	от 100 до 1000*
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения и измерения пиковых значений ударного ускорения, %	±5
Нестабильность воспроизведения импульса ударного ускорения в пределах, %	±10
* - определяется материалом прокладки-демпфера	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питающей сети частотой 50 Гц, В	230±23
Масса механической части установки, кг, не более	150
Габаритные размеры механической части установки (длина×ширина×высота), мм, не более	850×550×1250
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при 20 °С, %	от +18 до +28 до 80

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта АБКЖ.402152.010ПС и руководства по эксплуатации АБКЖ.402152.010РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество
Установка баллистическая АР8001	АБКЖ.402152.010	1 шт.
Преобразователь напряжения измерительный АР6300	АБКЖ.411168.002	1 шт.
Усилитель измерительный АР5200	АБКЖ.431134.023	1 шт.
Установка баллистическая АР8001. Паспорт	АБКЖ.402152.010ПС	1 шт.
Установка баллистическая АР8001. Методика поверки	-	1 экз. на партию
Установка баллистическая АР8001. Руководство по эксплуатации	АБКЖ.402152.010РЭ	
Программное обеспечение «GTLab». Руководство оператора	АБКЖ.00029-01 34	
Персональный компьютер		по требованию
Дополнительные принадлежности		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации АБКЖ.402152.010РЭ, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2021 г. № 2537 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений ускорения, скорости и силы при ударном движении».

АБКЖ.402152.010ТУ Установка баллистическая АР8001. Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГлобалТест» (ООО «ГлобалТест»)
ИНН 5254021532

Адрес: 607185, г. Саров Нижегородской обл., ул. Павлика Морозова, д. 6

Телефон: (83130) 67777. Факс (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru. Web-site: www.globaltest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГлобалТест» (ООО «ГлобалТест»)
ИНН 5254021532

607185, г. Саров Нижегородской обл., ул. Павлика Морозова, д. 6

Телефон: (83130) 67777. Факс (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru. Web-site: www.globaltest.ru

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

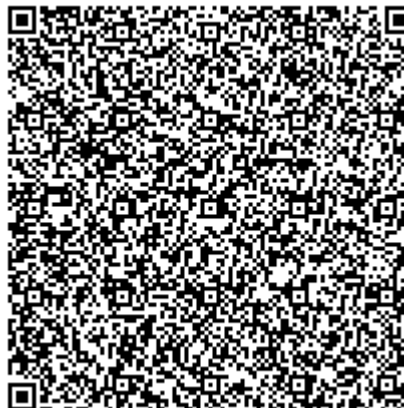
Адрес: 607188 г. Саров Нижегородской обл., пр. Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, 22253

Факс (83130) 22232

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Уникальный номер ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311769 от 07.07.2016



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «11» июля 2022 г. №1706

Регистрационный № 86149-22

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Калибраторы электрического сопротивления КС

Назначение средства измерений

Калибраторы электрического сопротивления КС (далее по тексту – калибраторы) предназначены для воспроизведения электрического сопротивления.

Описание средства измерений

Калибраторы представляют собой настольные лабораторные приборы, конструктивно выполненные в металлических корпусах с возможностью монтажа в стойку 19 дюймов. На лицевой панели калибраторов расположены цифровые и функциональные клавиши, входные разъёмы, тумблер включения питания, жидкокристаллический цифровой дисплей, разъём USB для подключения к компьютеру (только для модификаций КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0-M19). На задней панели - расположены разъём сетевого питания, плавкий предохранитель. Управление процессом измерения осуществляется при помощи встроенного микропроцессора.

В калибраторах применяется метод воспроизведения электрического сопротивления, основанный на автоматической коммутации резисторов необходимого номинала в последовательную цепь в соответствии со значением сопротивления, задаваемым с помощью клавиатуры калибратора. При работе процесс воспроизведения отображается на жидкокристаллическом дисплее в виде цифровых значений установленных номиналов сопротивлений и индикаторов единиц величин.

К калибраторам данного типа относятся четыре модификации: КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0-M19, КС-10G0-10T0-M19. Модификации отличаются метрологическими характеристиками.

Нанесение знака поверки на приборы не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится с помощью наклейки, лазерным принтом или иным способом на заднюю панель калибратора в виде цифрового обозначения.

Общий вид калибраторов с указанием мест пломбировки, нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведены на рисунках 1–5. Места пломбирования от несанкционированного доступа расположены под съёмной верхней панелью корпуса.



Рисунок 1 – Общий вид калибратора электрического сопротивления КС-50k0-10G0-M19



Рисунок 2 – Общий вид калибратора электрического сопротивления КС-50k0-100G0-M19



Рисунок 3 – Общий вид калибратора электрического сопротивления KC- 50k0-5T0-M19



Рисунок 4 – Общий вид калибратора электрического сопротивления KC-10G0-10T0-M19



Рисунок 5 – Общий вид задней панели калибратора электрического сопротивления с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Управление режимами работы и настройками калибраторов осуществляется с помощью внутреннего программного обеспечения (далее по тексту – ПО), которое встроено в защищённую от записи память микроконтроллера, что исключает возможность его несанкционированных настройки и вмешательства, приводящим к искажению результатов измерений. ПО не является метрологически значимым и недоступно для изменения пользователем.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Калибратор электрического сопротивления (КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0-M19, КС-10G0-10T0-M19)
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.93
Цифровой идентификатор ПО	ee09f3041e61d7b7907a5ca4f34bdec9 (MD5)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазоны воспроизведения электрического сопротивления	Разрешение	Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения электрического сопротивления ΔR , Ом
КС-50k0-10G0-M19	от 50 до 950 кОм	50 кОм	$\pm 0,001 \cdot R$
	от 1 до 99,95 МОм	0,05 МОм	$\pm 0,002 \cdot R$
	от 100 до 999,9 МОм	0,1 МОм	$\pm 0,01 \cdot R$
	от 1 до 10 ГОм	0,01 ГОм	$\pm 0,01 \cdot R$
КС-50k0-100G0-M19	от 50 до 950 кОм	50 кОм	$\pm 0,0005 \cdot R$
	от 1 до 99,95 МОм	0,05 МОм	$\pm 0,001 \cdot R$
	от 100 до 999,9 МОм	0,1 МОм	$\pm 0,005 \cdot R$
	от 1 до 100 ГОм	0,01 ГОм	$\pm 0,005 \cdot R$
КС-50k0-5T0-M19	от 0,05 до 99,9 МОм	0,05 МОм	$\pm 0,005 \cdot R$
	от 100,0 до 999,9 МОм	0,1 МОм	$\pm 0,015 \cdot R$
	от 1 до 999,99 ГОм	0,01 ГОм	$\pm 0,015 \cdot R$
	от 1 до 5 ТОм	0,01 ТОм	$\pm 0,015 \cdot R$
КС-10G0-10T0-M19	от 10 до 990 ГОм	10 ГОм	$\pm 0,01 \cdot R$
	от 1 до 10 ТОм	0,1 ТОм	$\pm 0,015 \cdot R$
Примечания: где R – значение электрического сопротивления, установленное на калибраторе электрического сопротивления КС, Ом			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная сила постоянного тока на разъёмах, не более: - КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0-M19, мА - КС-10G0-10T0-M19, мкА	1,5 1
Максимальное напряжение постоянного тока, кВ, не более: - КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19 - КС-50k0-5T0-M19 - КС-10G0-10T0-M19	2,5 5 10

Продолжение таблицы 3

Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 50 до 60
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	495×485×185
Масса, кг, не более	16
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +10 до +30 от 25 до 60 от 84 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	5000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа наносится

на лицевую и на заднюю панель калибраторов методом трафаретной печати и на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Калибратор электрического сопротивления КС	КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0-M19, КС-50k0-10T0-M19	1 шт.
Кабель питания с сетевой вилкой	—	1 шт.
Провод измерительный 1,8 м с разъемами «банан» 5 кВ голубой	—	1 шт.
Провод измерительный 1,8 м с разъемами «банан» 5 кВ красный	—	1 шт.
Провод измерительный 1,8 м экранированный с разъемами «банан» 5 кВ черный	—	1 шт.
Кабель USB 2.0 А-вилка В-вилка 1,8 м	—	1 шт. *

Продолжение таблицы 4

Руководство по эксплуатации	Калибраторы электрического сопротивления КС. СНБА.411640.035РЭ Руководство по эксплуатации	1 экз.
Паспорт	КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19 КС-50k0-5T0-M19, КС-50k0-10T0-M19 Калибраторы электрического сопротивления. Паспорт (в зависимости от модификации)	1 экз.
* – только для калибраторов модификаций КС-50k0-10G0-M19, КС-50k0-100G0-M19, КС-50k0-5T0 -M19		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ КАЛИБРАТОРАМИ СЕРИИ КС» руководства по эксплуатации: Калибраторы электрического сопротивления КС. СНБА.411640.035РЭ. Руководство по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 № 3456 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока

СНБА.411640.035ТУ. Калибраторы электрического сопротивления КС. Технические условия

Правообладатель

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

ИНН 7723321993

Адрес: 142713, Московская обл., Ленинский р-н, д. Григорчиково, ул. Майская, д. 12

Адрес места осуществления деятельности: 142714, Московская обл., Ленинский р-н, с/п Молоковское, д. Мисайлово, ул. Первомайская, д. 158А

Телефон: +7 (495) 287-43-53

Веб-сайт: www.sonel.ru

Изготовитель

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

ИНН 7723321993

Адрес: 142713, Московская обл., Ленинский р-н, д. Григорчиково, ул. Майская, д. 12

Адрес места осуществления деятельности: 142714, Московская обл., Ленинский р-н, с/п Молоковское, д. Мисайлово, ул. Первомайская, д. 158А

Телефон: +7 (495) 287-43-53

Веб-сайт: www.sonel.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Веб-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

