

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92797-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Ключи динамометрические предельные NovaTork

Назначение средства измерений

Ключи динамометрические предельные NovaTork (далее - ключи) предназначены для измерений заданного крутящего момента силы с установленной погрешностью при нормированной затяжке резьбовых соединений с правой или с правой и левой резьбой.

Описание средства измерений

Принцип работы ключей динамометрических предельных NovaTork основан на срабатывании механизма регулирования значения крутящего момента силы. При достижении заранее установленного значения крутящего момента силы происходит срабатывание предельного механизма, что сопровождается кратковременным звуком (щелчок).

Конструктивно ключи состоят из корпуса, предельного механизма, шкалы с указателем значений крутящего момента силы, фиксатора настроек крутящего момента силы, рукоятки, присоединительного элемента. Внутри корпуса расположен механизм регулировки значения крутящего момента силы и предельный механизм, который срабатывает при достижении установленного значения крутящего момента силы.

Ключи динамометрические предельные NovaTork включают в себя следующие исполнения: NovaTork STM, NovaTork STMH, NovaTork GSM, NovaTork GSMH, NovaTork GSMR, NovaTork CM, NovaTork CMH, NovaTork AUMR и имеют различные модификации с цифровой и буквенной приставкой к основному обозначению модели. Выпускаемые модификации ключей отличаются величиной воспроизводимого крутящего момента силы, ценой деления шкалы, габаритными размерами, массой, типом и размером присоединительного элемента.

В модификациях ключей NovaTork AUMR смена направления нагружения не приводит к смене направления деформации предельного механизма.

Идентификация ключей осуществляется визуальным осмотром корпуса, на котором отображен заводской номер, нанесенный методом гравировки, а также информация о модификации и товарный знак производителя. Заводской номер имеет цифровое обозначение, состоящее из арабских цифр, либо буквенно-цифровое обозначение, состоящее из букв латинского алфавита и арабских цифр.

Цветовое исполнение ключей может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Нанесение знака поверки на ключи не предусмотрено.

Пломбирование ключей не предусмотрено, ограничение от несанкционированного доступа обеспечивается конструкцией ключей, которая может быть вскрыта только при помощи специального инструмента.

Общий вид ключей представлен на рисунках 1-9.



Рисунок 1 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork STM



Рисунок 2 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork STMH



Рисунок 3 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork GSM



Рисунок 4 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork GSMH



Рисунок 5 – Общий вид ключей динамометрических х предельных NovaTork GSMR



Рисунок 6 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork CM



Рисунок 7 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork CMH



Рисунок 8 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork AUMR 4550,
NovaTork AUMR4760



Рисунок 9 – Общий вид ключей динамометрических предельных NovaTork AUMR 41000,
NovaTork AUMR51500, NovaTork AUMR52000 с одной удлинительной трубой

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Цена деления шкалы, Н·м	Пределы относительной погрешности измерений крутящего момента силы по/против часовой стрелки, %
NovaTork STM125	от 5 до 25	0,2	±4/±4
NovaTork STM250	от 10 до 50	0,5	
NovaTork STM260	от 10 до 60	0,5	
NovaTork STM2100	от 20 до 100	0,5	±4/±4
NovaTork STM3100	от 20 до 100	0,5	
NovaTork STM3150	от 30 до 150	1,0	
NovaTork STM3200	от 40 до 200	1,0	
NovaTork STM3300	от 60 до 300	1,5	
NovaTork STM3340	от 60 до 340	2,0	
NovaTork STM3400	от 80 до 400	2,0	
NovaTork STM4550	от 100 до 550	3,0	
NovaTork STM4750	от 150 до 750	5,0	
NovaTork STM41000	от 200 до 1000	5,0	
NovaTork STM51500	от 300 до 1500	10,0	
NovaTork STMH925	от 5 до 25	0,2	±4/-
NovaTork STMH950	от 10 до 50	0,5	
NovaTork STMH960	от 10 до 60	0,5	
NovaTork STMH9100	от 20 до 100	0,5	
NovaTork STMH9150	от 30 до 150	1,0	
NovaTork STMH14150	от 30 до 150	1,0	
NovaTork STMH14200	от 40 до 200	1,0	
NovaTork STMH14300	от 60 до 300	1,5	
NovaTork STMH14400	от 80 до 400	2,0	
NovaTork STMH14550	от 100 до 550	3,0	
NovaTork STMH24550	от 100 до 550	3,0	
NovaTork STMH24750	от 150 до 750	5,0	
NovaTork STMH24850	от 200 до 850	5,0	
NovaTork GSM15S	от 1 до 5	0,05	±4/±4
NovaTork GSM110S	от 2 до 10	0,1	
NovaTork GSM115S	от 3 до 15	0,15	
NovaTork GSM125S	от 5 до 25	0,25	
NovaTork GSM240S	от 8 до 40	0,4	
NovaTork GSM260S	от 10 до 60	0,5	
NovaTork GSMH95S	от 1 до 5	0,05	±4/-
NovaTork GSMH910S	от 2 до 10	0,1	
NovaTork GSMH915S	от 3 до 15	0,15	
NovaTork GSMH925S	от 5 до 25	0,25	
NovaTork GSMH940S	от 8 до 40	0,4	
NovaTork GSMH960S	от 10 до 60	0,5	
NovaTork GSMR125S	от 1 до 5	0,05	±4/-
NovaTork GSMR1210S	от 2 до 10	0,1	

Продолжение таблицы 1

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Цена деления шкалы, Н·м	Пределы относительной погрешности измерений крутящего момента силы по/против часовой стрелки, %
NovaTork GSMR1215S	от 3 до 15	0,15	±4/-
NovaTork GSMR1225S	от 5 до 25	0,25	
NovaTork GSMR1240S	от 8 до 40	0,4	
NovaTork GSMR1260S	от 10 до 60	0,5	
NovaTork CM1012	от 2,5 до 12	0,025	±4/±4
NovaTork CM1020	от 4 до 20	0,05	
NovaTork CM2030	от 6 до 30	0,075	
NovaTork CM3030	от 6 до 30	0,075	
NovaTork CM2060	от 10 до 60	0,25	
NovaTork CM3060	от 10 до 60	0,25	
NovaTork CM2100	от 20 до 100	0,25	
NovaTork CM3100	от 20 до 100	0,25	
NovaTork CM2125	от 25 до 125	0,25	
NovaTork CM3125	от 25 до 125	0,25	
NovaTork CM3200	от 40 до 200	0,5	
NovaTork CM3335	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CM3400	от 80 до 400	2,0	
NovaTork CM4335	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CM4500	от 100 до 500	1,25	
NovaTork CM4800	от 160 до 800	2,0	
NovaTork CM5800	от 160 до 800	2,0	
NovaTork CM41000	от 200 до 1000	2,5	
NovaTork CM51000	от 200 до 1000	2,5	
NovaTork CM51500	от 300 до 1500	3,0	
NovaTork CM52000	от 400 до 2000	5,0	
NovaTork CM53000	от 600 до 3000	7,5	
NovaTork CM3200L	от 40 до 200	0,5	
NovaTork CM3335L	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CM4335L	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CM3100S	от 20 до 100	0,25	
NovaTork CM4400S	от 80 до 400	1,0	
NovaTork CM4500S	от 100 до 500	1,25	
NovaTork CMH912	от 2,5 до 12	0,025	±4/-
NovaTork CMH920	от 4 до 20	0,05	
NovaTork CMH930	от 6 до 30	0,075	
NovaTork CMH960	от 10 до 60	0,25	
NovaTork CMH9100	от 20 до 100	0,25	
NovaTork CMH9125	от 25 до 125	0,25	
NovaTork CMH14200	от 40 до 200	0,5	
NovaTork CMH14335	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CMH14400	от 80 до 400	2,0	

Продолжение таблицы 1

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Цена деления шкалы, Н·м	Пределы относительной погрешности измерений крутящего момента силы по/против часовой стрелки, %
NovaTork CMH24500	от 100 до 500	1,25	±4/-
NovaTork CMH24800	от 160 до 800	2,0	
NovaTork CMH241000	от 200 до 1000	2,5	
NovaTork CMH271500	от 300 до 1500	3,0	
NovaTork CMH272000	от 400 до 2000	5,0	
NovaTork CMH273000	от 600 до 3000	7,5	
NovaTork CMH14335L	от 65 до 335	0,75	
NovaTork CMH24400S	от 80 до 400	1,0	
NovaTork CMH24500S	от 100 до 500	1,25	
NovaTork AUMR4550	от 100 до 550	2,5	±4/±4
NovaTork AUMR4760	от 160 до 760	3,0	
NovaTork AUMR41000	от 200 до 1000	5,0	
NovaTork AUMR51500	от 300 до 1500	5,0	
NovaTork AUMR52000	от 400 до 2000	10,0	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Модификация	Размер присоединительного квадрата, цилиндра или внутреннего прямоугольника, мм (дюйм)	Габаритная длина, мм, не более	Масса, кг, не более
NovaTork STM125	6,35 (1/4)	330	1,0
NovaTork STM250	9,52 (3/8)	400	1,1
NovaTork STM260	9,52 (3/8)	400	1,1
NovaTork STM2100	9,52 (3/8)	440	1,2
NovaTork STM3100	12,7 (1/2)	440	1,2
NovaTork STM3150	12,7 (1/2)	470	1,3
NovaTork STM3200	12,7 (1/2)	500	1,4
NovaTork STM3300	12,7 (1/2)	560	1,5
NovaTork STM3340	12,7 (1/2)	560	1,5
NovaTork STM3400	12,7 (1/2)	710	1,8
NovaTork STM4550	19,05 (3/4)	820	3,2
NovaTork STM4750	19,05 (3/4)	1110	4,1
NovaTork STM41000	19,05 (3/4)	1110	4,1
NovaTork STM51500	25,4 (1)	1270	4,6
NovaTork STMH925	9×12 ¹⁾	320	0,8
NovaTork STMH950	9×12 ¹⁾	390	1,0
NovaTork STMH960	9×12 ¹⁾	390	1,0

Продолжение таблицы 2

Модификация	Размер присоединительного квадрата, цилиндра или внутреннего прямоугольника, мм (дюйм)	Габаритная длина, мм, не более	Масса, кг, не более
NovaTork STMH9100	9×12 ¹⁾	430	1,0
NovaTork STMH9150	9×12 ¹⁾	470	1,2
NovaTork STMH14150	14×18 ¹⁾	470	1,3
NovaTork STMH14200	14×18 ¹⁾	490	1,3
NovaTork STMH14300	14×18 ¹⁾	550	1,3
NovaTork STMH14400	14×18 ¹⁾	710	1,7
NovaTork STMH14550	14×18 ¹⁾	880	2,1
NovaTork STMH24550	24×32 ¹⁾	930	2,1
NovaTork STMH24750	24×32 ¹⁾	1080	4,1
NovaTork STMH24850	24×32 ¹⁾	1150	4,3
NovaTork GSM15S	6,35 (1/4)	190	0,4
NovaTork GSM110S	6,35 (1/4)	200	0,5
NovaTork GSM115S	6,35 (1/4)	220	0,5
NovaTork GSM125S	6,35 (1/4)	240	0,5
NovaTork GSM240S	9,52 (3/8)	270	0,5
NovaTork GSM260S	9,52 (3/8)	320	0,7
NovaTork GSMH95S	9×12 ¹⁾	180	0,4
NovaTork GSMH910S	9×12 ¹⁾	190	0,4
NovaTork GSMH915S	9×12 ¹⁾	200	0,5
NovaTork GSMH925S	9×12 ¹⁾	220	0,5
NovaTork GSMH940S	9×12 ¹⁾	250	0,5
NovaTork GSMH960S	9×12 ¹⁾	290	0,6
NovaTork GS MR125S	12 ²⁾	180	0,4
NovaTork GS MR1210S	12 ²⁾	190	0,4
NovaTork GS MR1215S	12 ²⁾	200	0,4
NovaTork GS MR1225S	12 ²⁾	220	0,5
NovaTork GS MR1240S	12 ²⁾	250	0,5
NovaTork GS MR1260S	12 ²⁾	300	0,5
NovaTork CM1012	6,35 (1/4)	290	0,7
NovaTork CM1020	6,35 (1/4)	290	0,7
NovaTork CM2030	9,52 (3/8)	320	0,8
NovaTork CM3030	12,7 (1/2)	320	0,8
NovaTork CM2060	9,52 (3/8)	390	1,0
NovaTork CM3060	12,7 (1/2)	390	1,0
NovaTork CM2100	9,52 (3/8)	450	1,0
NovaTork CM3100	12,7 (1/2)	450	1,0
NovaTork CM2125	9,52 (3/8)	450	1,0
NovaTork CM3125	12,7 (1/2)	450	1,0

Продолжение таблицы 2

Модификация	Размер присоединительного квадрата, цилиндра или внутреннего прямоугольника, мм (дюйм)	Габаритная длина, мм, не более	Масса, кг, не более
NovaTork CM3200	12,7 (1/2)	470	1,2
NovaTork CM3335	12,7 (1/2)	530	1,3
NovaTork CM3400	12,7 (1/2)	710	1,8
NovaTork CM4335	19,05 (3/4)	530	1,3
NovaTork CM4500	19,05 (3/4)	850	4,2
NovaTork CM4800	19,05 (3/4)	1050	5,1
NovaTork CM5800	25,4 (1)	1050	5,1
NovaTork CM41000	19,05 (3/4)	1050	5,1
NovaTork CM51000	25,4 (1)	1050	5,1
NovaTork CM51500	25,4 (1)	1260	8,3
NovaTork CM52000	25,4 (1)	1260	8,3
NovaTork CM53000	25,4 (1)	1260	9,6
NovaTork CM3200L	12,7 (1/2)	530	1,3
NovaTork CM3335L	12,7 (1/2)	710	2,1
NovaTork CM4335L	19,05 (3/4)	710	2,1
NovaTork CM3100S	12,7 (1/2)	370	0,9
NovaTork CM4400S	19,05 (3/4)	710	2,7
NovaTork CM4500S	19,05 (3/4)	710	2,7
NovaTork CMH912	9×12 ¹⁾	290	0,6
NovaTork CMH920	9×12 ¹⁾	290	0,6
NovaTork CMH930	9×12 ¹⁾	310	0,7
NovaTork CMH960	9×12 ¹⁾	390	0,9
NovaTork CMH9100	9×12 ¹⁾	430	0,9
NovaTork CMH9125	9×12 ¹⁾	430	0,9
NovaTork CMH14200	14×18 ¹⁾	460	1,1
NovaTork CMH14335	14×18 ¹⁾	520	1,2
NovaTork CMH14400	14×18 ¹⁾	710	2,2
NovaTork CMH24500	24×32 ¹⁾	850	4,2
NovaTork CMH24800	24×32 ¹⁾	1050	5,1
NovaTork CMH241000	24×32 ¹⁾	1050	5,1
NovaTork CMH271500	27×36 ¹⁾	1260	8,1
NovaTork CMH272000	27×36 ¹⁾	1260	8,1
NovaTork CMH273000	27×36 ¹⁾	1260	9,4
NovaTork CMH14335L	14×18 ¹⁾	700	2,0
NovaTork CMH24400S	24×28 ¹⁾	710	2,7
NovaTork CMH24500S	24×32 ¹⁾	710	2,9
NovaTork AUMR4550	19,05 (3/4)	820	3,0
NovaTork AUMR4760	19,05 (3/4)	820	3,3

Продолжение таблицы 2

Модификация	Размер присоединительного квадрата, цилиндра или внутреннего прямоугольника, мм (дюйм)	Габаритная длина, мм, не более	Масса, кг, не более
NovaTork AUMR41000	19,05 (3/4)	1410 ³⁾	5,7
NovaTork AUMR51500	25,4 (1)	1610 ³⁾	9,9
NovaTork AUMR52000	25,4 (1)	2320 ³⁾	12,1
¹⁾ – размер внутреннего присоединительного прямоугольника ²⁾ – размер (диаметр) внешнего присоединительного цилиндра ³⁾ – с удлинительной трубой			

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Наработка на отказ, циклов, не менее	5 000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %	от -5 до +35 от 40 до 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Ключ моментный предельный NovaTork	модификация в зависимости от заказа	1 шт.
Руководство по эксплуатации	25.73.30-001-45534070-2023 РЭ	1 экз.
Удлинительные трубы	—	Зависит от модификации
Кейс	—	1 шт.
Дополнительные адаптеры	—	По заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» документа 25.73.30-001-45534070-2023 РЭ «Ключи динамометрические предельные NovaTork. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений крутящего момента силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 июля 2019 г. № 1794;

Стандарт предприятия «Shanghai UB Machinery Co.,Ltd», Китай

Правообладатель

Shanghai UB Machinery Co.,Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Изготовитель

Shanghai UB Machinery Co.,Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Испытательный центр

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

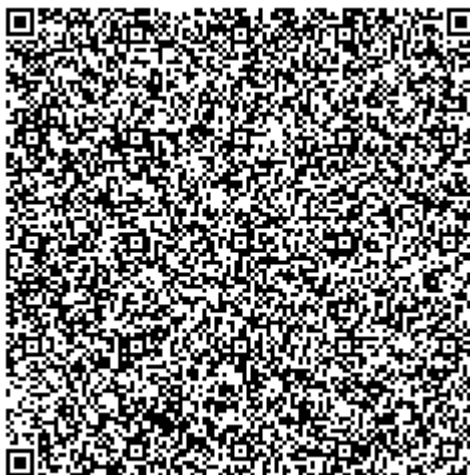
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Тел.: +7 (495) 274-0101

E-mail: info@prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92798-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики уровня топлива ARSA ALS

Назначение средства измерений

Датчики уровня топлива ARSA ALS (далее – датчики) предназначены для измерений уровня заполнения светлых нефтепродуктов в топливных баках транспортных средств, резервуарах и стационарных топливозаправочных станциях, к которым не предъявляются требования взрывозащиты оборудования.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на преобразовании электрической емкости чувствительного элемента, изменяющейся пропорционально уровню топлива, в цифровой код для передачи по интерфейсу RS-485, RS-232, Bluetooth Low Energy (BLE), и/или частоту (Гц) на выходе или аналоговый сигнал (напряжение (В)). Цифровым выходным сигналом датчика является двенадцатиразрядное двоичное число от 1 до 4095 (в десятичном виде).

К данному типу средства измерений относятся датчики следующих модификаций: ALS1000, ALS1500, ALS2000, ALS2500, ALS3000, отличающихся друг от друга длиной чувствительной части, габаритными размерами, диапазоном измерений в миллиметрах.

Датчики уровня топлива состоят из чувствительного элемента и корпуса, в котором размещены: узел питания, узел гальванической развязки, микроконтроллер, преобразователь емкости в частоту, напряжение и цифровой код, датчик температуры и узел последовательного интерфейса.

Маркировка датчика включает в себя нанесение товарного знака «ARSA», наименования типа средства измерения, исполнение интерфейса, заводского номера и страны производителя. Заводские номера датчиков имеют вид цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, и наносятся на корпус датчиков методом лазерной гравировки.

Нанесение знака поверки не предусмотрено.

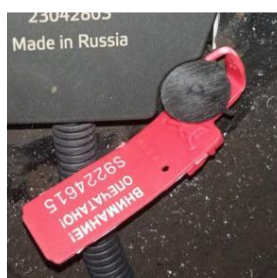
Пломбирование датчиков от несанкционированного доступа осуществляется с помощью болта самонарезного кровельного, пломбировочной чаши и номерной пластиковой пломбы. Хвостовик пластиковой пломбы продевается через пломбировочную чашу, в которой находится кровельный саморез. Хвостовик пластиковой пломбы продевается через головку чаши и оборачивается вокруг гермоввода, после чего закольцовывается в собственное ушко. Надежность фиксации обеспечивается конструкцией пластиковой пломбы.

Пломбирование места соединения датчика и соединительного кабеля осуществляется продеванием пломбы в общее ушко состыкованных вместе электрических разъемов, после чего пломба закольцовывается в собственное ушко. Надежность фиксации обеспечивается конструкцией пластиковой пломбы.

Общий вид датчиков представлен на рисунке 1. Места пломбировки датчиков указаны на рисунке 2. Место нанесения заводского номера на датчики представлено на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид датчика уровня топлива



а)



б)

Рисунок 2 – Место пломбирования от несанкционированного доступа датчиков уровня топлива

а) пломбировка корпуса датчика уровня топлива оборотом вокруг участка ввода монтажного кабеля; б) пломбировка датчика уровня топлива и соединительного кабеля



Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Внутреннее программное обеспечение встраивается в датчики на заводе-изготовителе во время производственного цикла.

Внешнее ПО (конфигуратор), установленное на ПЭВМ, принимает информацию о измеряемых параметрах от датчиков, вычисляет уровень контролируемой среды.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО датчиков

отображаются на мониторе ПЭВМ при подключении датчиков к ПЭВМ с помощью вспомогательного оборудования и программного обеспечения.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Внешний вид и цвета конфигуратора могут отличаться в зависимости от версии.

Таблица 1 – Идентификационные данные внешнего ПО датчиков уровня топлива

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ARSA Конфигуратор
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики датчиков уровня топлива

Наименование характеристики	Значение
1	2
Максимальный диапазон измерений уровня топлива для модификаций ¹⁾ , мм: - ALS1000 - ALS1500 - ALS2000 - ALS2500 - ALS3000	от 0 до 1000 от 0 до 1500 от 0 до 2000 от 0 до 2500 от 0 до 3000
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня по цифровому выходному сигналу для датчиков длиной до 300 мм включительно ²⁾ , %	±2,0
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня по цифровому выходному сигналу для датчиков длиной свыше 300 до 500 мм включительно ²⁾ , %	±1,0
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерений уровня по цифровому выходному сигналу для датчиков длиной свыше 500 до 3000 мм ²⁾ , %	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений уровня, вызванной изменением температуры окружающей среды от температуры (20±5) °С в диапазоне температур от минус 60 °С до плюс 50 °С на каждые 10 °С, % ²⁾	±0,15
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерений уровня, вызванной изменением температуры окружающей среды от температуры (20±5) °С в диапазоне температур от плюс 50 °С до плюс 85 °С на каждые 10 °С, % ²⁾	±0,25
¹⁾ Максимальный диапазон измерений уровня, зависит от длины измерительной части зонда и соответствует 1:1, фактическая длина измерительной части может быть меньше, чем указанные максимальные значения диапазонов для конкретных модификаций и указывается в паспорте на датчик; ²⁾ В качестве нормирующего значения принята разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Программируемая скорость передачи данных по интерфейсу, бит/с	19200
Диапазон показаний цифрового кода, соответствующего значению измеряемого уровня	от 1 до 4095
Скорость обновления измеренной информации, с ⁻¹	1
Интерфейс передачи данных ¹⁾	RS-232, RS-485, частотный выход, аналоговый выход, BLE
Напряжение питания постоянного тока, В	от 7 до 80
Диапазон изменения аналогового выходного сигнала, В	от 0 до 20
Диапазон изменения частотного выходного сигнала, Гц	от 30 до 2000
Потребляемая мощность, Вт, не более:	0,4
Ток потребления, мА, не более	30
Степень защиты датчика от проникновения внешних твердых предметов и воды согласно ГОСТ 14254-2015	IP69K
Габаритные размеры, мм, не более - длина - ширина - высота	80 76 (23,5+L)
Масса кг, не более	2
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -60 до +85 от 30 до 100 от 84 до 106,7
Срок службы, лет, не менее	8
Примечание – Введены следующие обозначения: L – длина измерительной части, мм; ¹⁾ в зависимости от заказа.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение.	Количество
Датчик уровня топлива ARSA ALS	— ¹⁾	1 шт.
Кабель монтажный ¹⁾	—	1 шт.
Комплект монтажный ¹⁾	—	1 шт.
Конфигуратор универсальный ²⁾	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
¹⁾ В соответствии с заказом. ²⁾ Предоставляется по запросу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Средства измерений, инструмент и принадлежности» документа «Датчик уровня топлива ARSA ALS. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3459 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений уровня жидкости и сыпучих материалов»;

ТУ 26.51.52.120-003-47112344-2021 «Датчики уровня топлива ARSA ALS. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 3665813731

Юридический адрес: 394052, Воронежская обл., г.о. город Воронеж, г. Воронеж, ул. Кривошеина, д. 13, оф. 101

Тел.: +7 (473) 333-59-96

E-mail: info@arsa-technology.ru

Web-сайт: arsa-technology.ru

Изготовитель

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

ИНН 3665813731

Юридический адрес: 394052, Воронежская обл., г.о. город Воронеж, г. Воронеж, ул. Кривошеина, д. 13, оф. 101

Адрес места осуществления деятельности: 394052, Воронежская обл., г.о. город Воронеж, г. Воронеж, ул. Кривошеина, д. 13

Тел.: +7 (473) 333-59-96

E-mail: info@arsa-technology.ru

Web-сайт: arsa-technology.ru

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики давления QBE2003-P6

Назначение средства измерений

Датчики давления QBE2003-P6 (далее - датчики) предназначены для измерений избыточного давления в установках систем ОВК, в частности, в гидравлических и пневматических системах, где используются жидкие или газообразные среды (применение пара).

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на уравнивании измеряемого давления силой упругой деформации тензорезистивного первичного преобразователя.

Датчики давления состоят из тензопреобразователя и электронного устройства.

Электронное устройство представляет собой нормирующий преобразователь сигнала тензомоста в унифицированный выходной сигнал.

Измеренное давление подается в камеру и воздействует на мембрану тензопреобразователя, вызывая ее прогиб и изменение сопротивления тензорезисторов. Электрический сигнал, вызванный изменением сопротивления тензопреобразователя, передается в электронное устройство, которое преобразует его в унифицированный выходной сигнал в виде напряжения.

Питание датчика и вывод информационного сигнала осуществляется через разъем или клеммную колодку.

К средству измерений данного типа относятся датчики со следующими заводскими номерами: 270-HYD-PT-001, 270-HYD-PT-002. Общий вид датчиков представлен на рисунке 1.

Пломбировка датчиков не предусмотрена.

Нанесения знака поверки на датчик не предусмотрено.

Заводской номер датчиков нанесен типографским способом на наклейку, прикрепленную к корпусу датчика. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков давления QBE2003-P6

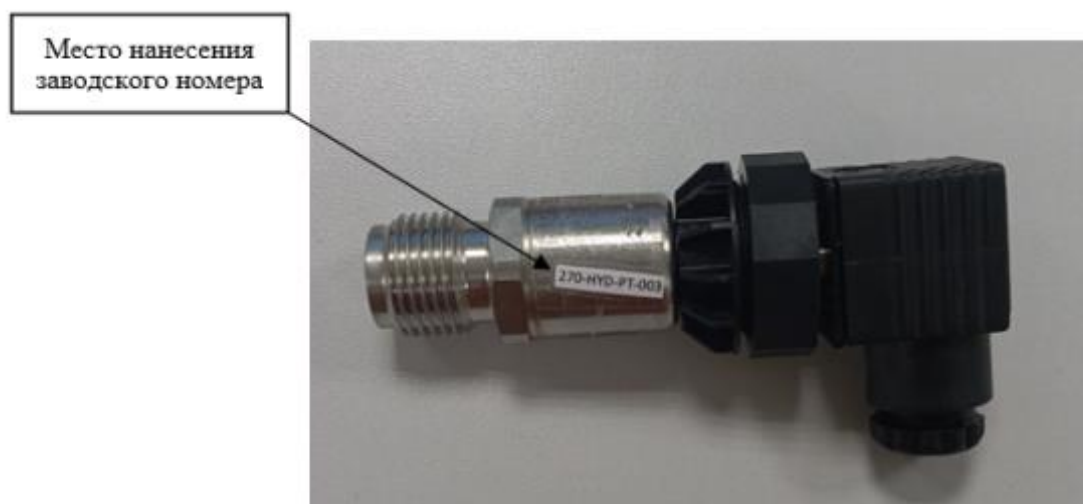


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления, МПа (бар)	от 0 до 6 (от 0 до 60)
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений избыточного давления погрешности, %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений избыточного давления погрешности, вызванной измерением температуры окружающего воздуха от нормальных условий измерений, %/10 °С	$\pm 0,25$

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение электрического питания	
- напряжение переменного тока частотой 50...60 Гц, В	220 ± 22
- напряжение постоянного тока, В	$24 \pm 15 \%$
Диапазон изменений выходного сигнала напряжения, В	от 0 до 10
Габаритные размеры, мм, не более	
- диаметр	24
- длина	101
Масса, г, не более	171
Рабочие условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С	от - 30 до 85
- относительная влажность (без конденсации), %, не более	100
Нормальные условия измерений:	
- температура окружающей среды, °С	от 15 до 25
- относительная влажность (без конденсации), %, не более	100

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик давления QBE2003-P6	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 2.4 «Принцип работы датчиков» документа «Датчики давления QBE2003-P6. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа».

Правообладатель

Siemens AG, Германия
Адрес: Werner von Siemens str. 50, 91052 Erlangen, Germany
Телефон+49(69) 797 6660
E-mail: contact@siemens.com

Изготовитель

Siemens AG, Германия
Адрес: Werner von Siemens str. 50, 91052 Erlangen, Germany
Телефон+49(69) 797 6660
E-mail: contact@siemens.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92800-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Пирометр Mikro PV 11

Назначение средства измерений

Пирометр Mikro PV 11 (далее по тексту – пирометр), предназначен для бесконтактных измерений температуры поверхностей твердых тел по их собственному тепловому излучению.

Описание средства измерений

Принцип действия пирометра основан на сравнении яркости исследуемого тела и внутреннего источника радиации.

Пирометр представляет собой оптико-электронное устройство, состоящее из: объектива, фокусирующего излучение объекта на термоэлектрический приемник, и электронного блока измерения, регистрации и индикации. Микропроцессорная система пирометра обеспечивает обработку полученного результата измерения и индикацию на жидкокристаллическом дисплее (ж/к) в виде цифрового сигнала текущего значения измеряемой температуры объекта. На корпусе пирометра расположены ж/к дисплей и функциональные кнопки.

Прибор оснащен увеличивающей оптической системой и предназначен для измерений температуры мелких и мельчайших объектов в диапазоне от +700 °С до +2900 °С.

В комплект пирометра входит приспособление для центрирования крейцкопф.

Общий вид пирометра представлен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Пломбирование пирометра не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения зав.№ 04/00346 нанесен методом цифровой лазерной печати на шильдик, расположенный на нижней панели корпуса пирометра. Место нанесения заводского номера представлено на рисунке 1.

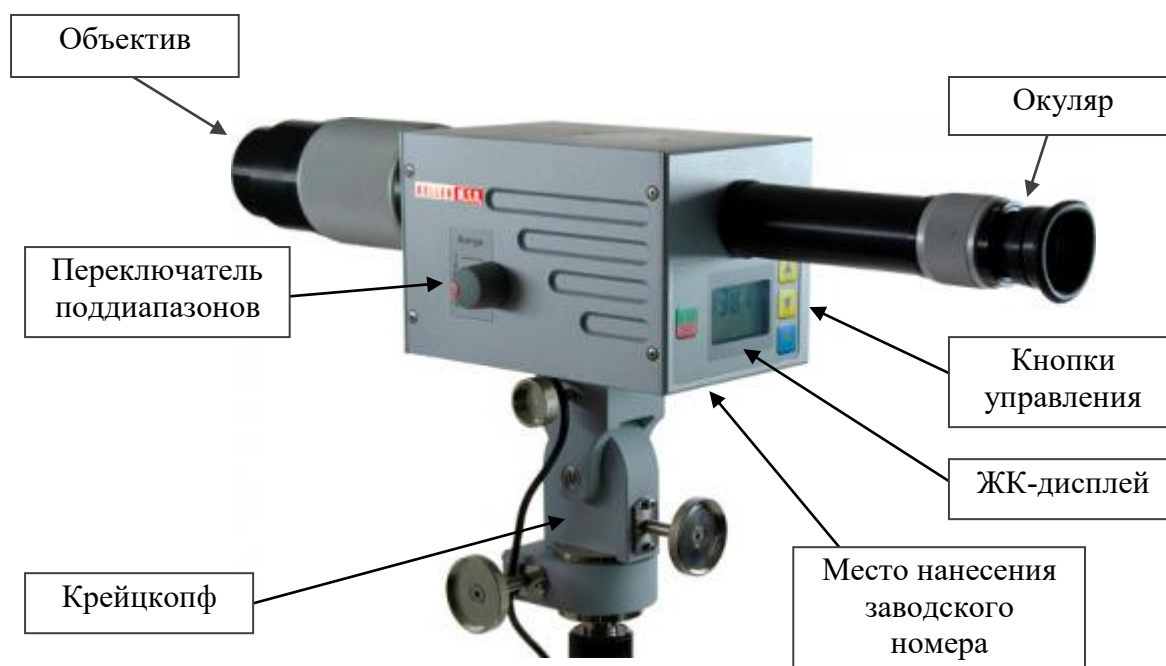


Рисунок 1 – Общий вид пирометра

Программное обеспечение

Пирометр функционирует под управлением встроенного программного обеспечения (далее по тексту – ПО), размещенного внутри неразъемного корпуса. ПО осуществляет функции настройки и контроля работы пирометра в процессе измерений, обработки результатов измерений.

ПО записано в энергонезависимой памяти микропроцессора. Несанкционированный доступ к ПО и измерительной информации исключен конструктивным исполнением прибора.

Предусмотрена возможность передачи данных на ПК через USB-порт. Для обработки данных на ПК может быть использовано ПО CellaView, которое не является метрологически значимым.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от +700,0 до +2900,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений температуры, %:	
- в поддиапазоне от +700 °С до +800 °С включ.	± 1,5
- в поддиапазоне св. +800 °С до +2000 °С включ.	± 0,6
- в поддиапазоне св. +2000 °С до +2900 °С	± 2,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Разрешающая способность дисплея, °С	1
Отклонение настройки, °С: - при +1000 °С; - при +2000 °С; - при +3000 °С	1,5 5,0 10,0
Воспроизводимость, °С	3
Расстояние до объекта измерения, м: - без дополнительной линзы; - с дополнительными линзами (диоптрии +1, +2, +4 дптр.); - для объектов диаметром 1 мм	1 от 0,2 до 1 5
Минимальный размер пятна визирования, мм: - на расстоянии 1 м; - на расстоянии 0,2 м (с дополнительными линзами)	0,3 0,1
Поддиапазоны измерений температуры, °С: - I - II - III - IV - V - VI	от +700 до +800 от +780 до +950 от +900 до +1100 от +1050 до +1500 от +1450 до +2100 от +2000 до +3000
Спектральная чувствительность, нм: - поддиапазон I - поддиапазон II - поддиапазоны III – VI	от 500 до 670 от 620 до 670 от 650 до 670
Габаритные размеры, включая объектив, мм, не более - длина - ширина - высота	470 105 105
Масса, кг, не более	2,4
Электропитание от штекерного блока питания, В	15
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха (без конденсации), %, не более - атмосферное давление, кПа	от +10 до +45 95 от 96 до 104

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Пирометр	Mikro PV 11	1 шт.
Крейцкопф	PB 06/R	1 шт.
Штекерный блок питания	—	1 шт.
Футляр для хранения и переноски	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Пирометр Mikro PV 11. Руководство по эксплуатации», раздел 6 «Выполнение измерений».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

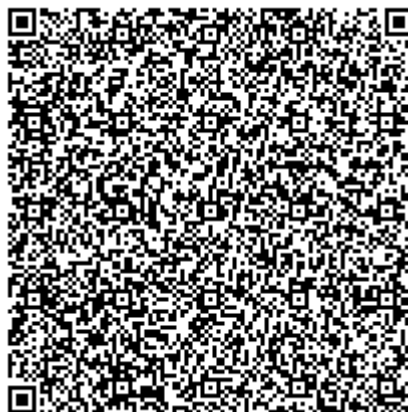
KELLER HCW GmbH, Германия
Адрес: Carl-Keller-Straße 2-10, 49479, Ibbenbüren, German
Телефон: +49 (0) 5451 850
Web-сайт: www.keller.de
E-mail: its@keller.de

Изготовитель

KELLER HCW GmbH, Германия
Адрес: Carl-Keller-Straße 2-10, 49479, Ibbenbüren, German
Телефон: +49 (0) 5451 850
Web-сайт: www.keller.de
E-mail: its@keller.de

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт оптико-физических измерений» (ФГБУ «ВНИИОФИ»)
ИНН 9729338933
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-56-33
Факс: +7 (495) 437-31-47
Web-сайт: www.vniiofi.ru
E-mail: vniiofi@vniiofi.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30003-2014.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-ННП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-ННП» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, 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 измерения.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и резервный серверы сбора и баз данных (серверы), радиосервер точного времени РСТВ-01-01, автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку, хранение и разграничение прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям 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.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на основной сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, её накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности.

В случае выхода из строя основного сервера, сбор данных со счетчиков осуществляется резервным сервером, при этом данные, накопленные основным сервером, переносятся на резервный сервер посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

Дополнительно сервер позволяет осуществлять импорт результатов измерений со сторонних (внешних) АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml (регламентированы Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности).

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергетики и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций (субъекты ОРЭМ).

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

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени. СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входят часы счетчиков, часы серверов, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее – УСВ). УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Шкала времени сервера синхронизирована со шкалой времени УСВ, сличение ежесекундное, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени УСВ и сервера более чем на ± 900 мс.

Сервер осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера на величину ± 3 с и более (параметр программируемый).

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.

Заводской номер АИИС КУЭ 2024АС003 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре.

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

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значения
Наименование ПО	ПО «ТЕЛЕСКОП+»
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
Идентификационное наименование ПО	PD_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
Идентификационное наименование ПО	ASCUE_MZ4.dll
Цифровой идентификатор ПО	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
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

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	Сервер/УСВ
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ Пермь, ЗРУ-6 кВ КСП-1, 1С-6кВ, ввод №1	ТЛМ-10-1 УЗ КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	Supermicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), РСТВ-01-01 рег. № 67958-17
2	ПС 110 кВ Пермь, ввод 0,4 кВ 1ТСН-6	ТОП-0,66 УЗ КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 15171-01	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	ПС 110 кВ Пермь, ЗРУ-6 кВ КСП-1 2С-6 кВ, ввод №2	ТЛМ-10-1 УЗ КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
4	ПС 110 кВ Пермь, ввод 0,4 кВ 2ТСН-6	ТОП-0,66 УЗ КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 15171-01	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 110 кВ Пермьяк, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№1	ТОЛ-35 КТ 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	Supermicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), РСТВ-01-01 рег. № 67958-17
6	ПС 110 кВ Пермьяк, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№2	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
7	ПС 110 кВ Пермьяк, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№3	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 8555-81	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
8	ПС 110 кВ Пермьяк, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№4	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19813-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
9	ПС 35 кВ Ларьяк, ЗРУ- 6 кВ, 1 СШ-6 кВ, ввод №1	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 51623-12	VSK I 10 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3 / 100/√3 рег. № 47856-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
10	ПС 35 кВ Ларьяк, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 КТ 0,5S К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
11	ПС 35 кВ Чехломей, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, ввод №2	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 51623-12	VSK I 10 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3 / 100/√3 рег. № 47856-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
12	ПС 35 кВ Чехломей, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
13	ПС 35 кВ Ларьяк, ЗРУ- 6 кВ, 2 СШ-6 кВ, ввод №2	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 51623-12	VSK I 10 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3 / 100/√3 рег. № 47856-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
14	ПС 35 кВ Ларьяк, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
15	ПС 35 кВ Чехломей, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ-6 кВ, ввод №1	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 51623-12	VSK I 10 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3 / 100/√3 рег. № 47856-11	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 35 кВ Чехломей, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 47959-16	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	Supermicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), РСТВ-01-01 рег. № 67958-17
17	ПС 110 кВ Хохряково, ЗРУ-6 кВ №1, 1С-6кВ, ввод №1	ТОЛ-10 УЗ КТ 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
18	ПС 110 кВ Хохряково, ввод 0,4 кВ 1ТСН-6	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
19	ПС 110 кВ Хохряково, ЗРУ-6 кВ №1, 2С-6кВ, ввод №2	ТОЛ-10 УЗ КТ 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
20	ПС 110 кВ Хохряково, ввод 0,4 кВ 2ТСН-6	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 15174-01	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
21	ПС 110 кВ Хохряково, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№1	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19613-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
22	ПС 110 кВ Хохряково, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№2	ТОЛ-35 КТ 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19613-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
23	ПС 110 кВ Хохряково, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№3	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19613-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
24	ПС 110 кВ Хохряково, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№4	ТОЛ СВЭЛ-35 ПМ КТ 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 70106-17	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{тн} = 35000/100 рег. № 19613-00	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
25	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-110 кВ, 1С-110 кВ, Ввод 110 №1	TG 145-420 КТ 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 15651-96	СРВ 123 КТ 0,2 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
26	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-110 кВ, 2С-110 кВ, Ввод 110 №2	TG 145-420 КТ 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 15651-96	СРВ 123 КТ 0,2 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ШМ-10 1Т, ПКУ-10 кВ №1	TECV-C3 КТ 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 82812-21	TECV-C3 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82812-21	ESM-ET59-12- A2E2-05S-M12- K82 КТ 0,5S/1,0 рег. № 66884-17	Supernicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), PCTB-01-01 рег. № 67958-17
28	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ШМ-10 2Т, ПКУ-10 кВ №2	TECV-C3 КТ 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 82812-21	TECV-C3 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 82812-21	ESM-ET59-12- A2E2-05S-M12- K82 КТ 0,5S/1,0 рег. № 66884-17	
29	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№1	ТОЛ-35 КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
30	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№3	ТОЛ-35 КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
31	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№2	ТОЛ-35 КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
32	ПС 110 кВ КС Хохряковская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№4	ТОЛ-35 КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 21256-03	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
33	ПС 35 кВ Хохряковская, ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 59870-15	ЗНОЛ.06-6 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
34	ПС 35 кВ Хохряковская, ЗРУ-6 кВ, 1С-6 кВ, яч.8	ТОЛ-СЭЩ-10-01 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 59870-15	ЗНОЛ.06-6 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000√3/100√3 рег. № 46738-11	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
35	ПС 110 кВ Ермаковская, ЗРУ-6 кВ №1 ДНС-1, 1С-6 кВ, ввод №1	ТОЛ-10 УЗ КТ 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
36	ПС 110 кВ Ермаковская, ввод 0,4 кВ 1ТСН-6	ТОП-0,66 УЗ КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
37	ПС 110 кВ Ермаковская, ЗРУ-6 кВ №1 ДНС-1, 2С-6 кВ, ввод №2	ТОЛ-10 УЗ КТ 0,5 Ктт = 1500/5 рег. № 7069-79	НТМИ-6-66 УЗ КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
38	ПС 110 кВ Ермаковская, ввод 0,4 кВ 2ТСН-6	ТОП-0,66 УЗ КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	Supernicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), PCTB-01-01 рег. № 67958-17
39	ПС 110 кВ Ермаковская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
40	ПС 110 кВ Ермаковская, ОРУ-35 кВ, 1С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
41	ПС 110 кВ Ермаковская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№3	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КТ 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 47124-11	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
42	ПС 110 кВ Ермаковская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, ВЛ-35 кВ ф.№4	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 3690-73	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
43	КТПН 6 кВ №1 Р-290, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 64182-16	-	Маяк Т301АРТ.153Т.2 ИПО2Б КТ 0,5S/1,0 рег. № 57639-14	
44	КТПН 6 кВ №2 Р-290, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 64182-16	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
45	КТПН 6 кВ №1 (КТП №14-94), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 64182-16	-	МИР С-03.05D- EQ-RG-1Т-Н КТ 0,5S/1,0 рег. № 76142-19	
46	КТПН 6 кВ №3 (КТП №14-133), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 47957-11	-	МИР С-03.05D- EQ-RG-1Т-Н КТ 0,5S/1,0 рег. № 76142-19	
47	КТПН 6 кВ №2 (КТП №14-95), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 64182-16	-	МИР С-03.05D- EQ-RG-1Т-Н КТ 0,5S/1,0 рег. № 76142-19	
48	КТПН 6 кВ №1 (Куст 3 Чехломей), РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 64182-16	-	МИР С-03.02D- EQTLBMN-RG- 1Т-L КТ 0,2S/0,5 рег. № 58324-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
49	КТПН 6 кВ №1, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	МИР С-03.05D-EQ-RG-1Т-Н КТ 0,5S/1,0 рег. № 76142-19	Supermicro Super Server Silver-4214 (основной), HP Proliant DL360 G6 (резервный), РСТВ-01-01 рег. № 67958-17
50	КТПН 6 кВ №2, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ тр-ра 1Т	ТШП-0,66 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	МИР С-03.05D-EQ-RG-1Т-Н КТ 0,5S/1,0 рег. № 76142-19	
51	РЩ-0,4 кВ Матвеев А.А., сш-0,4 кВ, ввод-0,4 кВ	ТОП-0,66 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47959-11	-	Меркурий 236 ART-03 PQRS КТ 0,5S/1,0 рег. № 47560-11	
52	ПС 110 кВ Ореховская, ОРУ-35 кВ, 2С-35 кВ, яч.4, ВЛ-35 кВ Ф №4	ТВГ-УЭТМ-35 УХЛ2 КТ 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 52619-13	НАМИ-35 УХЛ1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/100 рег. № 60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
53	ПС 110 кВ Кошильская, ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч.2	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65-У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
54	ПС 110 кВ Кошильская, ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, яч.3	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30368-05	ЗНОМ-35-65-У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
55	ПС 110 кВ Кошильская, ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч.8	ТФЗМ35А-ХЛ1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 8555-81	ЗНОМ-35-65-У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
56	ПС 110 кВ Кошильская, ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, яч.7	GIF 40,5 КТ 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 30368-05	ЗНОМ-35-65-У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
57	КТПН-2х400 кВА 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66 У3 КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-12	
58	КТПН-2х400 кВА 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66 КТ 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 52667-13	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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 собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа АИИС КУЭ 5. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1, 3, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 35, 37, 42, 53, 55 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,2 1,9	5,5 2,8
2, 4, 12, 14, 16, 18, 20, 36, 38, 48 (ТТ 0,5; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,9 1,5	5,3 2,7
5, 22, 29-32, 39, 40 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,2 1,9	5,5 2,9
6, 8, 21, 23, 24, 41, 52, 54, 56 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,9 1,3	2,4 2,0
10 (ТТ 0,5S; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,0 1,6	5,3 2,9
25, 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч. 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,6 1,0	2,1 2,0
27, 28 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,0 1,6	2,8 3,6
33, 34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,3 2,1	5,7 4,0
43-45, 47, 49 - 51 (ТТ 0,5; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,1 1,8	5,5 4,0
46, 57, 58 (ТТ 0,5S; Сч. 0,5S/1,0)	Активная Реактивная	1,1 1,8	5,5 4,1
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			± 5

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
Примечания: 1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, тока ТТ, равном 100% от $I_{ном}$, температуре от 15 до 25 °С для нормальных условий. Для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 1 (5) % от $I_{ном}$, температуре от плюс 13 до плюс 33 °С в месте установки счетчиков.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	58
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 (5) до 120 0,8 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С: температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 (5) до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +13 до +33 от +10 до +25 от 70,0 до 106,7 90

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05МК (рег. № 50460-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для устройства измерительного многофункционального ESM (рег. № 66884-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Маяк Т301АРТ (рег. № 57639-14): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-03 (рег. № 76142-19): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа МИР С-03 (рег. № 58324-14): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа Меркурий 236 (рег. № 47560-11): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для РСТВ-01-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 165000 2 140000 2 165000 2 170000 2 220000 2 320000 1 290000 1 220000 2 55000 2 85000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Серверов: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в сервере и счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1 УЗ	4
	ТОП-0,66	33
	ТОЛ-35	16
	GIF 40,5	12
	ТФЗМ-35А-У1	2
	ТФЗМ35А-ХЛ1	6
	ТОЛ-СЭЩ-10-01	12
	ТОЛ-10 УЗ	8
	ТОЛ СВЭЛ-35 ШМ	2
	TG 145-420	6
	ТЕСV-СЗ	6
	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	8
	ТШП-0,66	24
	ТВГ-УЭТМ	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	6
	НАМИ-35 УХЛ1	9
	VSK I 10	12
	СРВ 123	6
	ТЕСВ-СЗ	6
	ЗНОЛ.06-6 УЗ	3
	ЗНОМ-35-65	6
Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	45
	МИР С-03	6
	ПСЧ-4ТМ.05МК	3
	ЕСМ	2
	Маяк Т301АРТ	1
	Меркурий 236	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01-01	1
Сервер сбора и баз данных (сервер)	Supermicro Super Server Silver-4214	1
	HP Proliant DL360 G6	1
Формуляр	ФО 04/24	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННК-ННП», МВИ 04/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290.

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

Акционерное общество «ННК - Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (АО «ННК-ННП»)

ИНН 8603089941

Юридический адрес: 628616, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Нижневартовск, ул. Ленина, д. 17/П

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ» (ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

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

E-mail: info@itc-smart.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)

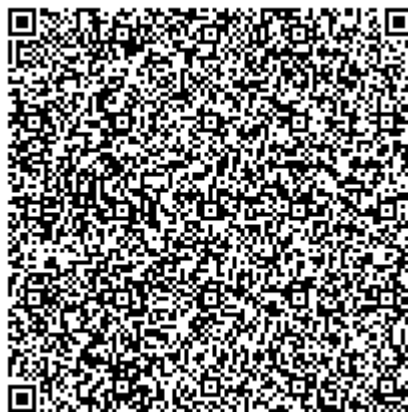
ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

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

E-mail: info@itc-smart.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92802-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие SY9000Plus

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие SY9000Plus (далее – комплексы) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения, частоты, переменного электрического напряжения различных измерительных преобразователей (ИП), а так же воспроизведений силы постоянного электрического тока, с возможностью регистрации, хранения, отображения, обработки и анализа полученной информации, формирования управляющих, аварийных и дискретных сигналов на основе измерений параметров технологических процессов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов заключается в преобразовании входных электрических сигналов посредством аналогово-цифрового преобразования (АЦП) в цифровой код, передаче цифрового кода в модуль центрального процессора, обработке цифрового кода, с последующим вычислением в комплексе значений измеряемой величины в соответствии с характеристикой первичного преобразователя физической величины и выдаче управляющего воздействия через модули вывода посредством цифроаналогового преобразования (ЦАП) заданного кода в выходные электрические сигналы для передачи информационных и управляющих сигналов комплексов.

Комплексы относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу и количеству функциональных модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя. Состав комплексов и идентификационные данные функциональных модулей (модель и идентификационный номер) указываются в паспорте, совмещенном с руководством по эксплуатации на комплексы.

Комплексы состоят из инженерной или операторской станции на базе персонального компьютера (ПК), функциональных модулей, размещенных в основном шасси и шасси расширения, которые устанавливаются в стойки. В одной стойке могут быть установлены один или два шасси одновременно.

Функциональные модули представляют собой модули входных/выходных сигналов, модули контроллера, модули связи, модули питания шасси, устанавливаемые в шасси. Функциональные модули выполнены в металлическом корпусе.

В общем случае, в состав комплексов входят следующие основные компоненты:

- основное шасси (SYMC01), включающее:
 - 3 слота модуля контроллера (SYPM01);
 - 3 слота модуля связи между шасси (SYBI01);
 - 3 слота модуля питания шасси PW (PW01 и PW02);
 - до 4 слота модуля внешней связи RS-485 и Ethernet (SYCM01);
 - до 12 слота модуля входных/выходных сигналов (I/O);

- шасси расширения (SYEC01), включающее:
 - 3 слота модуля связи между шасси (SYBI01);
 - 2 слота модуля питания шасси PW (PW01 и PW02);
 - до 16 слота модуля входных/выходных сигналов (I/O);
- модули I/O:
 - SYAI3281 – 32-канальный модуль аналогового ввода с поддержкой HART-протокола;
 - SYAO1681 – 16-канальный модуль аналогового вывода с поддержкой HART-протокола;
 - SYDI3201 – 32-канальные модули цифрового ввода.
 - SYDO3201 – 32-канальные модули цифрового вывода.
 - – 8-канальный модуль измерений частоты импульсного сигнала.
 - SYSCM01 – 8-канальный интеллектуальный модуль ввода/вывода;
 - SYVPM01 – 8-канальный интеллектуальный модуль ввода;

Измерительные каналы формируются на базе следующих компонентов:

- многоканальных клеммных панелей, обеспечивающих подключение внешних линий связи к модулям входных/выходных сигналов.
- многоканальных модулей входных/выходных сигналов, осуществляющих прием и преобразование входных/выходных электрических сигналов и прием/передачу измеренных данных в цифровом виде модулю контроллера посредством линий связи;
- модулей контроллеров, осуществляющих обработку измерительной информации, полученной от модулей входных/выходных сигналов, формирование в соответствии с заложенными алгоритмами выходных цифровых сигналов и передачи их через модули связи для последующего использования, отображения результатов измерений на инженерных или операторских станциях на базе ПК.

В комплексах предусмотрено резервирование питания и измерительных каналов модулей.

Комплексы поддерживают передачу данных по Ethernet и RS-485, Modbus TCP, Modbus RTU/ASCII и HART протоколам.

Знак утверждения типа и заводской номер комплексов, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом шелкографии на маркировочную табличку, закрепленную на дверь стойки.

Общий вид комплексов представлен на рисунке 1.

Вид комплексов с указанием мест нанесения идентификационной таблички комплексов, общий вид идентификационной таблички комплексов с местом нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.

Общий вид основного шасси и шасси расширения приведен на рисунке 3.

Структурная схема комплексов приведена на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено.

Предусмотрено закрытие двери стойки на ключ. Пломбирование комплексов не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид стойки с основным шасси комплексов



Место нанесения
идентификационной таблички
комплексов на стойке с
основным шасси

Место нанесения
знака утверждения
типа

Место нанесения
заводского
номера



Рисунок 2 – Вид комплексов с указанием мест нанесения идентификационной таблички комплексов, общий вид идентификационной таблички комплексов с местом нанесения заводского номера и знака утверждения типа



Рисунок 3 – Общий вид основного шасси и шасси расширения

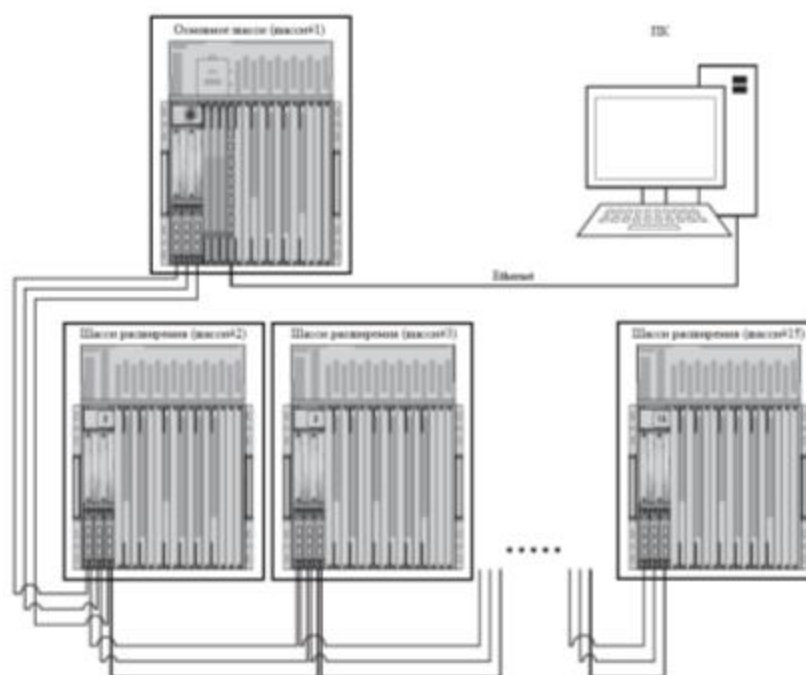


Рисунок 4 – Структурная схема комплексов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) разделяется на встроенное и внешнее ПО.

Встроенным ПО комплексов является ПО модулей контроллера и модулей аналогового ввода/вывода, хранящееся в их энергонезависимой памяти. Встроенное ПО устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла, и не подлежит изменению во время работы.

Внешнее ПО состоит из среды визуализации «SY Architect View» и соответствующей среды разработки подсистемы визуализации «SY Architect maker» и позволяют выполнять конфигурирование и настройку отображения результатов выполненных измерений в графическом и цифровом видах на мониторах ПК, а также архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений.

Уровень защиты встроенного и внешнего ПО от непреднамеренных и преднамеренных

изменений «высокий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	SYArchitect Program	SYArchitect Viewer	SYArchitect Monitor
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.x.y.z	3.x.y.z	1.x.y.z
Цифровой идентификатор ПО	–	–	–
Примечание – «х», «у» принимают значения от 0 до 9 и «z» принимает значение от 0 и не относятся к метрологически значимой части ПО.			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики модулей ввода/вывода

Модули	Количество каналов	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой основной погрешности, γ – приведённой, % от диапазона измерений, Δ – абсолютной	Пределы допускаемой дополнительной приведённой погрешности от изменения температуры окр.среды на 10 °С, % от диапазона измерений
		на входе	на выходе		
SYAI3281	32	от 4 до 20 мА	16 бит	$\gamma: \pm 0,15$	–
SYAO1681	16	16 бит	от 4 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,25$	–
SYOSP01	8	от 0,5 до 100 Гц	32 бит	$\Delta: \pm 0,2$ Гц	–
		от 100 до 10000 Гц		$\Delta: \pm 1$ Гц	–
		от 10 до 32 кГц		$\gamma: \pm 0,01$	–
SYVPM01	6	от -21,5 до -1 В	32 бит	$\gamma: \pm 0,2$	
		от 0 до 10 В при частоте от 10 до 2500 Гц	32 бит	$\gamma: \pm 1$	
	2	от 0,017 до 100 Гц	32 бит	$\Delta: \pm 0,02$ Гц	–
		от 100 до 500 Гц		$\Delta: \pm 0,2$ Гц	
		от 500 до 20000 Гц		$\gamma: \pm 0,1$	
SYSCM01	4	от 0 до 7 В при частоте от 1 до 5 кГц	32 бит	$\gamma: \pm 0,5$	$\pm 0,15$
		от 0 до 10 В	32 бит	$\gamma: \pm 0,15$	$\pm 0,15$
	4	16 бит	от -50 до 50 мА	$\gamma: \pm 0,2$	$\pm 0,3$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания датчиков LVDT подключаемых к модулю SC9010 при частоте от 1 до 5 кГц, В	от 3 до 7
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 47 до 63
Потребляемая мощность, кВт, не более	7000
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С	от +23 до +27
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, без конденсации, % - атмосферное давление, кПа	от -10 до +60 от 5 до 95 от 84 до 106,7
Габаритные размеры стойки, мм, не более: - длина - ширина - высота	800 800 2100
Масса стойки, кг, не более	300

Знак утверждения типа

наносится согласно схеме, указанной на рисунке 2, и на титульный лист паспорта, совмещенного с руководством по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Комплекс измерительно-вычислительный и управляющий SY9000PLUS	SY9000Plus	1
Паспорт, совмещенный с руководством по эксплуатации	SY9000PLUS.01.ПС/ПЭ	1
Примечание - тип и количество функциональных модулей комплекса определяется в соответствии с заказом и указывается в паспорте, совмещенном с руководством по эксплуатации комплекса.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 паспорта, совмещенного с руководством по эксплуатации SY9000PLUS.01.ПС/ПЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706 «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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Комплексы измерительно-вычислительные и управляющие SY9000Plus. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Shenyang shengyan Automation & Technology Co., Ltd., Китай

Юридический адрес: No. 518, Innovation Road, Shenyang district, China (Liaoning) pilot free trade zone, China

Телефон: 024-25801255

E-mail: 553641128@qq.com

Web-сайт: www.sansys-ac.com

Изготовитель

Shenyang shengyan Automation & Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: No. 518, Innovation Road, Shenyang district, China (Liaoning) pilot free trade zone, China

Телефон: 024-25801255

E-mail: 553641128@qq.com

Web-сайт: www.sansys-ac.com

Испытательный центр

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

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

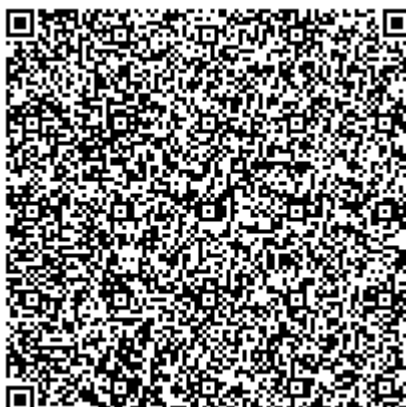
Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н, г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Web-сайт: www.prommash-test.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92803-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения АО «Енисейское речное пароходство» 2 очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ» в части электроснабжения АО «Енисейское речное пароходство» 2 очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2.0», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по каналам связи стандарта GSM поступает на второй уровень системы, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в

частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (для ИИК трансформаторного включения), хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде XML-файлов, установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится со 2-го уровня настоящей системы.

Дополнительно сервер АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ третьих лиц, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматическом режиме, а также передачу информации заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC(SU) с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УСВ-3 (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 64242-16).

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-3 осуществляется во время сеанса связи с УСВ-3 не реже одного раза в сутки. При наличии расхождения более чем на 1 с (параметр программируемый) сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками один раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ более чем на 2 с (параметр программируемый), производится синхронизация шкалы времени счетчика.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 264. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.4.1
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476 E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7 BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27 AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917 EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373 D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB 61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39 EFCC55E91291DA6F80597932364430D5 013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием наименований присоединений, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблицах 2-3.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ЦРП-78 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб. 10	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 67928-17	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0904
2	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
3	ТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 67928-17	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0904
5	ТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 3	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 67928-17	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
6	ТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, яч. 5	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
7	ТП-4 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб. 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 67928-17	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
8	ТП-4 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб. 4	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 22656-07	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
9	ТП-9 6 кВ, РУ-0,4 кВ, руб. 2	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 67928-17	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
10	ПС 110 Судостроитель ная РУ-6 кВ яч. 31, ф. 97-31	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 45040-10	ЗНОЛ.06-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000√3/100√3 Рег. № 3344-04	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
11	ПС 110 Судостроитель ная РУ-6 кВ яч. 32, ф. 97-32	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 45040-10	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
12	ПС 110 Судостроитель ная РУ-6 кВ яч. 36, ф. 97-36	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 15128-03	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
13	ТП-287 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22656-07	—	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
14	КТП-39-9-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 67928-17	—	СЕ 303 S31 543 JAVZ Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	КТП-39-9-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 500/5 Рег. № 67928-17	—	СЕ 303 S31 543 JAVZ Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Зав. № 0904
16	КТП-37-13-7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22656-07	—	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
17	КТП-37-13-10 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 67928-17	—	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
18	КТП-37-13-6 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22656-07	—	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	
19	РП-2 6 кВ, РУ-6 кВ, яч. 10	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	
20	ТП-287 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22656-07	—	NP73E.3-6-2 (3-34-1) Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 48837-12	
21	КТП-37-13-7 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 22656-07	—	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14	
22	КТП-37-13-10 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22656-07	—	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14	
23	КТП-37-13-6 6 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ 1Т	Т-0,66 Кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 22656-07	—	РиМ 489.15 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 57003-14	

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 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ, без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменение в эксплуатационные документы. Технический акт хранится вместе с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU), с
1	Активная Реактивная	0,9 2,3	2,3 5,4	±5
2,19	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,6 6,1	
3,4,5,6,7,8,9	Активная Реактивная	0,9 2,3	3,5 6,0	
10,11,12	Активная Реактивная	1,1 2,7	3,6 6,1	
13,17	Активная Реактивная	1,3 2,6	3,5 6,0	
14,15	Активная Реактивная	1,3 2,3	3,5 4,8	
16,18	Активная Реактивная	1,3 2,6	3,5 6,0	
20	Активная Реактивная	1,3 2,6	3,5 6,0	
21,22,23	Активная Реактивная	1,3 2,6	3,5 6,0	

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 мин.

Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2 (5) % от $I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для: ИК №1 от + 10°C до + 30 °C, ИК №№ 2-23 от -30°C до + 35°C.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$: - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчика, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от -40 до +60

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °С -температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: ИК № 1 ИК №№ 2-23 - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от -30 до +35 от +10 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Для счетчиков: Меркурий 234: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.03М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЕ 303 S31 543 JAVZ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более NP73E.3-6-2 (3-34-1): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более РиМ 489.15: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для сервера: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Для УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2 140000 2 150000 2 220000 2 104000 2 180000 2 100000 1 45000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации: Счетчики: Меркурий 234: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СЭТ-4ТМ.03М.01: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее ПСЧ-4ТМ.05М: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее СЕ 303 S31 543 JAVZ: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее NP73E.3-6-2 (3-34-1): - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее РиМ 489.15: - 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	 123 5 113 10 85 10 60 10 147 10 186 40 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.

- журнал сервера ИВК:

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

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика электроэнергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электроэнергии;
 - сервера.
- Возможность коррекции времени (функция автоматизирована) в:
 - счетчиках электроэнергии;
 - ИВК.
- Возможность сбора информации:
 - о состоянии средств измерений;
 - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность (функция автоматизирована):
 - измерений 30 мин;
 - сбора не реже одного раза в сутки.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформаторы тока	T-0,66	24
Трансформаторы тока	T-0,66	6
Трансформаторы тока	T-0,66	12
Трансформаторы тока	T-0,66	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-6	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии	СЕ 303 S31 543 JAVZ	2
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.16	8
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234 ARTX2-03 DPBR	4
Счетчик электрической энергии	NP73E.3-6-2 (3-34-1)	1
Счетчик электрической энергии	РиМ 489.15	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Комплекс информационно-вычислительный	ПО «Пирамида 2.0»	1
Паспорт-формуляр	2465115953.411711.264.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» в части электроснабжения АО «Енисейское речное пароходство» 2 очередь», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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

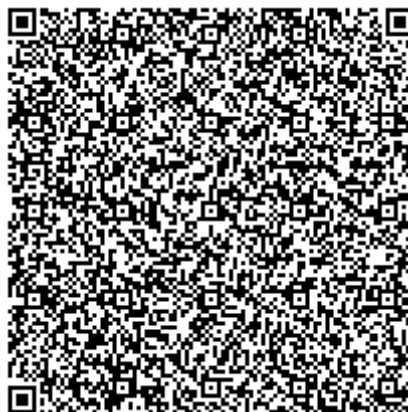
Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)
ИНН 2465115953
Юридический адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 118
Телефон: (391) 227-60-70
Web-сайт: rusenergosisb.ru
E-mail: office@rusenergosisb.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ СИБИРЬ»)
ИНН 2465115953
Адрес: 660021, г. Красноярск, ул. Богграда, д. 118
Телефон: (391) 227-60-70
Web-сайт: rusenergosisb.ru
E-mail: office@rusenergosisb.ru

Испытательный центр:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр»
(ООО «МетроСервис»)
Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, д. 6а, каб. 103
Телефон: (391)267-17-03
E-mail: E.e.servis@mail.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311779.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92804-24

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» вторая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» вторая очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора и баз данных (сервер), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку, хранение и разграничение прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям 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.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на второй уровень системы, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, её накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности.

Сервер ИВК АИИС КУЭ обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц посредством электронной почты сети Internet, при этом результаты измерений представлены в виде макетов xml.

Передача информации от сервера в заинтересованные организации осуществляется в виде xml-файлов установленных форматов. Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), в филиал АО «СО ЕЭС» осуществляется с АРМ энергосбытовых организаций (субъекты ОРЭМ).

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входят часы счетчиков, часы сервера СНГ, часы сервера СО и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU). Шкала времени сервера синхронизирована со шкалой времени УСВ, сличение ежесекундное, синхронизация осуществляется при расхождении шкалы времени УСВ и сервера более чем на ± 1 с (параметр программируемый).

Сервер осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени сервера происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера на величину ± 3 с и более (параметр программируемый).

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.

Заводской номер АИИС КУЭ 2024АС002 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре.

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

Измерительные компоненты, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, имеют заводские, серийные номера, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр средства измерений. Место, способ и форма нанесения номера обеспечивают возможность прочтения, сохранность в процессе эксплуатации и приведены в описании типа измерительного компонента.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера и программный комплекс (ПК) «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПК от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 35 кВ Султангуловская, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч. 2	ТЛК-10 КТ 0,5 КТТ = 600/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10 КТ 0,5 КТН = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, UCSB-3 рег. № 64242-16
2	ПС 35 кВ Султангуловская, Ввод 0,4 кВ ТСН	Т-0,66 У3 КТ 0,5S КТТ = 100/5 рег. № 52667-13	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
3	ВРУ-0,22 ПГБ № 3096, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
4	РУ-0,4 кВ магазина- кафе, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
5	РУ-0,4 кВ магазина (ИП Насырова Л.М.), Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
6	РУ-0,22 кВ магазина (ИП Дмитриев С.А.), Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
7	ВРУ-0,22 кВ Магазина Юлдуз, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
8	РУ-0,22 кВ Магазин (ИП Петрова З.И.), Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
9	ВРУ-0,4 кВ магазина (И.П. Хайруллина Р.А.), Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	РЩ-0,22 общежития, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	HP Proliant DL360 Gen9, UCS-3 рег. № 64242-16
11	РЩ-0,22 прачечной, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
12	ПС 35 кВ Заглядино (новая), РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S КТТ = 200/5 рег. № 47124-11	НАЛИ-СЭЩ-35 КТ 0,5 КТН = 35000/100 рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
13	ПС 35 кВ Заглядино (новая), РУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТОЛ-СЭЩ-35 КТ 0,5S КТТ = 200/5 рег. № 47124-11	НАЛИ-СЭЩ-35 КТ 0,5 КТН = 35000/100 рег. № 51621-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
14	ПС 35 кВ Заглядино (новая), Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТСН6.2 КТ 0,2S КТТ = 200/5 рег. № 26100-03	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
15	ПС 35 кВ Заглядино (новая), Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТСН6.2 КТ 0,2S КТТ = 200/5 рег. № 26100-03	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
16	КТП АЗС №210 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	-	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
17	КТП №266 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 КТ 0,5S КТТ = 250/5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
18	ВРУ-0,4 кВ мастерских (ООО Агрохолдинг Алга), Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
19	ВРУ-0,4 кВ летней м/дойки, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
20	ВРУ-0,22 кВ ПГБ №3007, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
21	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №403, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
22	ВЛ-0,4 кВ от КТП №25 6 кВ в сторону БССС, опора 0,4 кВ, ЩУ-0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	КТП ООО Природа-Пермь 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТН-Ш КТ 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 75345-19	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	HP Proliant DL360 Gen9, UCSB-3 рег. № 64242-16
24	ЩУ-0,4 кВ СТО (Заманов Р.Р.), Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
25	ВЛБ №79 10 кВ, отпайка на ВЛБ №79 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Пл-8 от ПС 110 кВ Полевая	ТОЛ-10-1-2 У2 КТ 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 15128-07	НОЛ.08-10 У2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-09	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
26	КТП №31 с.Чемизла 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 71031-18	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
27	ВЛБ №70 Артемьевка 10 кВ, отпайка на ВЛБ №70 Артемьевка 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Пл-10 от ПС 110 кВ Полевая	ТОЛ-10-1-2 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 15128-07	НОЛ.08-10 У2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-09	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
28	ВЛБ №78 10 кВ, отпайка на ВЛБ №78 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Пл-10 от ПС 110 кВ Полевая	ТОЛ-10-ИМ-2 УХЛ2 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 36307-07	НОЛ.08-10 У2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-09	СЭТ- 4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
29	ШУ-0,4 кВ СКВ. №729, Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 71031-18	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
30	ВРУ-0,4 кВ базы ПТО и КО, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-30 КТ 0,5 Ктт = 250/5 рег. № 81837-21	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
31	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №98, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
32	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №99, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
33	ВРУ-0,4 кВ гаража УПО, Ввод 1 0,4 кВ	ТТИ-А КТ 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
34	ВРУ-0,4 кВ гаража УПО, Ввод 2 0,4 кВ	Т-0,66 КТ 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 52667-13	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
35	ВРУ-0,4 кВ гаража УПО, КЛ-0,4 кВ в сторону здания МЧС России по Оренбургской области	ТТИ-30 КТ 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 81837-21	—	ТЕ3000.07 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, UCSB-3 per. № 64242-16
36	ВРУ-0,4 кВ здания (г.Бугуруслан, ул.1-ая Красина, д.26), Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 КТ 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 71031-18	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
37	КТП №99 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТШП-0,66 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 64182-16	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
38	РУ-0,22 кВ СКЗ №11, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
39	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №100, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
40	ПС 35 кВ Завьяловская, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.2	ТЛК-10-5 У3 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-13	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
41	ПС 35 кВ Завьяловская, Ввод 0,4 кВ ТСН	ТТН-Ш КТ 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 75345-19	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-08	
42	ПС 35 кВ Завьяловская, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.6, ВЛ-6 кВ ф.ПКУ-15	ТОЛ-10-1-2У2 КТ 0,2S Ктт = 50/5 рег. № 15128-07	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 16687-13	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
43	КТП 63 кВА 6 кВ, РУ- 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
44	КТП 100 кВА 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
45	ПС 35 кВ Красноярковская, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.11	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
46	ПС 35 кВ Красноярковская, КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.13	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2473-05	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
47	ПС 35 кВ Красноярская, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.2	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, UCSB-3 per. № 64242-16
48	ПС 35 кВ Красноярская, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
49	ПС 35 кВ Красноярская, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А КТ 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
50	КТП №1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
51	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №104, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
52	КТП-8 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ	ТТИ-А КТ 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 28139-12	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
53	ПС 35 кВ КНС-6, РУ-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.2	ТЛК-10-8 УЗ КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
54	ПС 35 кВ КНС-6, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 УЗ КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 22656-07	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
55	ВРУ-0,22 кВ вагон- дома, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
56	ПС 35 кВ Елатомка, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.Е-1, ВЛ-6 кВ Е-1	ТБК-10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
57	ПС 35 кВ Елатомка, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.Е-2, ВЛ-6 кВ Е-2	ТБК-10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
58	ПС 35 кВ Елатомка, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.Е-3, ВЛ-6 кВ Е-3	ТБК-10 КТ 0,5 К _{тт} = 150/5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ПС 35 кВ Елатомка, КРУН-6 кВ, СШ 6 кВ, яч.Е-4, ВЛ-6 кВ Е-4	ТВК-10 КТ 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 8913-82	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	HP Proliant DL360 Gen9, UCSB-3 рег. № 64242-16
60	ТП №1 6 кВ, ВРУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 КТ 0,5S К _{тт} = 150/5 рег. № 71402-18	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
61	ПС 35 кВ Большедорожная, КРУН-10 кВ, СШ 10 кВ, Ввод 10 кВ	ТЛК-10 КТ 0,5S К _{тт} = 300/5 рег. № 9143-01	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
62	ПС 35 кВ Большедорожная, КРУН-10 кВ, ввод 0,4 кВ ТСН	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
63	ПС 35 кВ Новокудринская, КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 2611-70	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
64	ПС 35 кВ Новокудринская, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.8	ТЛО-10 КТ 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-6-2 УХЛ2 КТ 0,2 К _{тн} = 6000/100 рег. № 70324-18	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
65	ПС 35 кВ Новокудринская, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5 К _{тт} = 50/5 рег. № 71031-18	—	ТЕ3000.07 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
66	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №5, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
67	ВПУ-0,4 кВ здания нежилого помещения, Ввод 0,4 кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.20 КТ 1/2 рег. № 50460-18	
68	ВРУ-0,22 кВ СКЗ №6, Ввод 0,22 кВ	—	—	СЭБ-1ТМ.04Т.60 КТ 1/1 рег. № 82236-21	
69	ПС 35 кВ Западно Степановская, КРУН-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.2	ТЛК-10-8 У3 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-97	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
70	ПС 35 кВ Западно Степановская, КРУН-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.12	ТЛК-10 КТ 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 9143-01	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 16687-97	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
71	ПС 35 кВ Западно Степановская, Ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТН-Ш КТ 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 75345-19	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
72	ПС 35 кВ Западно Степановская, Ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А КТ 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 28139-12	—	СЭТ- 4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-17	
73	ПС 35 кВ Воздвиженка, КРУН- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.6, ВЛ-10 кВ ф.Вз-7	ТПЛ-10-М КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 22192-03	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
74	ПС 35 кВ Беседино, КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6, ВЛ-10 кВ ф.Б- 3 Промысел	ТОЛ-10 КТ 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 7069-07	НАЛИ-НТЗ-10 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 70747-18	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
75	КРУН нефтеналива Барсуковского м/р 10 кВ, СШ 10 кВ, ввод 10 кВ отпайки от ВЛ-10 кВ ф.Б-5 от ПС 35 кВ Беседино	ТЛК-10 УЗ КТ 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 9143-06	НАМИТ-10-2 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	
76	КТП-10 10 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 УЗ КТ 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 52667-13	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 КТ 0,5S/1,0 рег. № 50460-18	
77	ПС 35 кВ Покровка, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.10, ВЛ-10 кВ Пк-10	ТОЛ-НТЗ-10-11 КТ 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 51679-12	НАМИТ-10 УХЛ2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
78	ВЛБ №77 10 кВ, отпайка на ВЛБ №77 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Сх-3 от ПС 35 кВ Совхозная	ТОЛ-10-1-2-У2 КТ 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 47959-11	НОЛ.08-10-У2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-09	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	
79	РП Жедрино 10 кВ, РУ-10 кВ, СШ 10 кВ, яч.5	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 75/5 рег. № 7069-07	НАМИТ-10 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-02	ТЕ3000.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 77036-19	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
80	КРУН 1 10 кВ, отпайка в сторону КРУН 1 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Мз-1 от ПС 35 кВ Мало-Зайкинская	ТОЛ 10-1М-2 КТ 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 36307-07	НАМИТ-10-2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-08	HP Proliant DL360 Gen9, УСВ-3 рег. № 64242-16
81	КРУН 2 10 кВ, отпайка в сторону КРУН 2 10 кВ от ВЛ-10 кВ ф.Мз-3 от ПС 35 кВ Мало-Зайкинская	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2 КТ 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 32139-11	НОЛ.08-10У2 КТ 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 3345-09	СЭТ-4ТМ.02М.03 КТ 0,5S/1,0 рег. № 36697-12	

Примечания:

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

2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.

3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер измерительного канала (класс точности компонентов)	Вид электроэнергии	Границы основной относительной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4
1, 25, 27, 28, 40, 45-47, 53, 56-59, 63, 69, 70, 73, 75, 77-81 (ТТ 0,5; ТН 0,5; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,3	5,7
	Реактивная	2,1	4,0
2, 17, 26, 34-36, 41, 52, 60, 71, 72, 76 (ТТ 0,5S; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	1,8	4,1
3, 6, 7, 8, 10, 11, 21, 31, 32, 38, 39, 51, 55, 66, 68 (сч. 1/1)	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	1,1	3,4
4, 5, 9, 16, 18, 19, 20, 22, 24, 43, 44, 50, 62, 67 (сч. 1/2)	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,2	5,4
12, 13, 61, 74 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,3	5,7
	Реактивная	2,1	4,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
14, 15 (ТТ 0,2S; сч. 0,2S/0,5)	Активная	1,0	5,7
	Реактивная	1,6	2,9
23, 29, 30, 33, 37, 48, 49, 54, 65 (ТТ 0,5; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	1,8	4,0
42 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,6	3,6
64 (ТТ 0,5; ТН 0,2; сч. 0,5S/1,0)	Активная	1,2	5,6
	Реактивная	1,9	4,0
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), с			±5
Примечания: 1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности (получасовой). 3. Границы погрешности результатов измерений в нормальных условиях указаны для тока 100% $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ при температуре от +21 до +25 °С в месте установки счетчиков. Границы погрешности результатов измерений для рабочих условий указаны для тока 1 (5)% $I_{ном}$ при подключении счетчиков через трансформаторы тока, для тока 10% I_6 для счетчиков с непосредственным включением, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ при температуре от +13 до +33 °С в месте установки счетчиков.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	81
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,8 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С: температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +13 до +33 от +10 до +25 от 70,0 до 106,7 90
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ПСЧ-4ТМ.05.МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа ТЕ3000: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭБ-1ТМ.04Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140 000 2 90 000 2 165 000 2 220 000 2 220 000 2 45000 2 85000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Глубина хранения информации: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 45 10 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- в журнале событий сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в сервере и счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	6
	Т-0,66	23
	ТСН6.2	6
	ТШП-0,66	6
	ТЛМ-10	6
	ТТИ-30	9
	ТТИ-А	15
	ТВК-10	8
	ТОЛ-10	14
	ТТН-Ш	9
	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	2
	ТВЛМ-10	2
	ТЛК-10	14
	ТЛО-10	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
	ТОЛ-НТЗ-10-11	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	11
	НАЛИ-СЭЩ-35	6
	НОЛ.08-10У2	10
	НТМИ-6-66	3
	НТМИ-10-66 УЗ	1
	НАЛИ-НТЗ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М; СЭТ-4ТМ.02М	14
	ТЕ3000	24
	ПСЧ-4ТМ.05.МК	26
	СЭБ-1ТМ.04Т	16
	СЭТ-4ТМ.02	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер сбора и баз данных (Сервер)	HP Proliant DL360 Gen9	1
Формуляр	ФО 03/24	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ННК-Оренбургнефтегаз» вторая очередь, МВИ 03/24, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290.

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 «ННК-Оренбургнефтегаз»
(ООО «ННК-Оренбургнефтегаз»)

ИНН 5603048611

Юридический адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Кирова, двлд. 88

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)

ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, дом 7а, корпус 2, помещение 34
Адрес места осуществления деятельности: 628600, Тюменская обл., ХМАО-Югра,
г. Нижневартовск, Западный промышленный узел, ул. 9П, д. 31, стр. 11, каб. 5

E-mail: info@itc-smart.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)

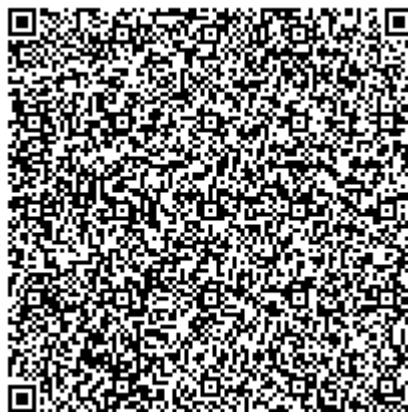
ИНН 7724896810

Юридический адрес: 119421, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, к. 2, помещ. 34

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

E-mail: info@itc-smart.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314138.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92805-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные АГАТ S200

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные АГАТ S200 (далее по тексту - счетчики) предназначены для измерения и многотарифного учёта активной и реактивной электрической энергии в прямом и обратном направлении. Счетчики имеют функцию измерения характеристик электропотребления и параметров сети согласно ГОСТ 30804.4.30, ограничения/отключения потребления мощности. Счетчики могут использоваться в составе автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ) и интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ). Счетчики предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении мгновенных значений сигналов силы и напряжения переменного тока с последующим вычислением активной и реактивной энергии, активной, реактивной и полной мощностей, действующих значений силы и напряжения переменного тока, коэффициента мощности и частоты сети.

Принцип работы измерительно-вычислительного ядра основан на измерении и математической обработке мгновенных значений сигналов тока и напряжения с последующим вычислением параметров потребления электрической энергии. Результаты измерений сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков и отображаются на жидкокристаллическом индикаторе (далее по тексту – ЖКИ). Часы реального времени непрерывно ведут отсчет текущего времени.

Счетчики ведут учет энергии по тарифам в соответствии с заданным тарифным расписанием. Количество тарифных зон не менее 4-х. Все параметры для ведения дифференцированных тарифов задаются программно. Счетчики измеряют энергию нарастающим итогом и сохраняют в энергонезависимой памяти измеренные значения энергии.

Глубина хранения профиля нагрузки активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений 30-ти минутных интервалов времени не менее 180 суток с циклической перезаписью, начиная с самого раннего значения. Программируемое время интегрирования интервалов времени профиля нагрузки реализовано в диапазоне от 1 до 60 минут (из ряда 1, 5, 30, 60 минут).

Глубина хранения значений активной и реактивной электрической энергии с нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам, фиксированных на начало каждых суток, не менее 365 суток с циклической перезаписью.

Глубина хранения значений активной и реактивной электроэнергии (прием, отдача) нарастающим итогом, а также запрограммированных параметров: на начало запрограммированного расчетного периода (на 00 часов 00 минут 00 секунд первых суток,

следующих за последним расчетным периодом) и не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов с циклической перезаписью.

Длительность хранения в памяти счетчиков информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при отключении питания, не менее установленного срока службы счетчика.

Функциональные возможности счетчиков, определяемых режимом программирования встроенного процессора и электронных плат, отражены на щитке и в паспорте в условном обозначении счетчиков конкретной модификации в виде буквенно-цифрового кода, приведенного на рисунке 1 и определяемого при заказе счетчиков.

Конструкция счетчиков содержит силовое реле (контактор), позволяющее выполнять ограничение мощности потребителей по команде превышения заданных порогов мощности и параметров сети, а также при возникновении ряда фиксируемых счетчиками событий. В счетчиках имеется возможность физической (аппаратной) блокировки срабатывания реле отключения потребителя.

Корпус счетчиков является разборным и имеет универсальное исполнение. Предусмотрена установка как на плоскую поверхность, так и на DIN-рейку типа TH35 согласно ГОСТ Р МЭК 60715-2003 в электротехнический шкаф. Основание (цоколь) и верхняя крышка корпуса (кожух) фиксируются двумя пломбируемыми винтами.

Конструктивно счетчики состоят из следующих основных частей:

- основание корпуса (цоколь);
- электронный модуль;
- датчики тока на фазном вводе – шунт, на вводе нуля – трансформатор тока;
- силовое реле (контактор);
- верхняя крышка корпуса (кожух);
- оптическое испытательное выходное устройство (по ГОСТ 31818.11-2012);
- импульсное выходное устройство (по ГОСТ 31818.11-2012);
- жидкокристаллический индикатор;
- оптический порт (по ГОСТ ИЕС 61107-2011);
- зажимная плата;
- крышка зажимной платы;
- щиток.

Наличие в составе счетчиков часов и календаря, питающихся как от сети, так и от встроенного основного (или дополнительного) элемента питания, обеспечивают:

- ведение даты и времени;
- внешнюю ручную и автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени;
- возможность автоматического переключения на летнее/зимнее время;
- непрерывный, без сбоев, отсчет текущего времени при пропадании основного питания.

Счетчики могут применяться в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ). В качестве цифрового интерфейса связи счетчики имеют RS485, а также интегрированную LAN коммуникацию на базе встроенного Wi-Fi модуля.

Счетчики осуществляют измерение тока в нейтральном проводе и проводят расчеты небаланса токов фазного и нулевого проводников.

Также для чтения данных из счетчиков пользователь может использовать мобильное или другое портативное устройство.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков представлена на рисунке 1.

АГАТ

S2	10	-	60	-	B	Q	S	-	LR
									Коммуникация LR LoRa модем
									Протокол обмена S Протокол СПОДЕС
									Измерения Q Измерение параметров сети и показателей качества электроэнергии, нормируемые (класс S)
									Интерфейсы B Цифровой интерфейс RS485
									Токи 60 Базовый (максимальный) ток - 5(60) А 80 Базовый (максимальный) ток - 5(80) А
									Класс точности 05 Класс точности 0,5S 10 Класс точности 1
S2									Счетчик электрической энергии однофазный АГАТ S200

ПРИМЕЧАНИЕ:

Для счетчиков класса точности 0,5S по активной энергии соответствует класс точности 1 по реактивной энергии, для счетчиков класса точности 1 по активной энергии соответствует класс точности 2 по реактивной энергии.

При отсутствии в счетчике функции нормируемых параметров и показателей качества электрической энергии, обозначаемой индексом "Q", этот индекс в обозначении модификации отсутствует.

При отсутствии в счетчике функции цифрового интерфейса RS485, обозначаемой индексом "B", этот индекс в обозначении модификации отсутствует.

При отсутствии в счетчике функции СПОДЭС, обозначаемой индексом "S", этот индекс в обозначении модификации отсутствует.

При отсутствии в счетчике функции коммуникации, обозначаемой индексом "LR" этот индекс в обозначении модификации отсутствует.

Рисунок 1 – Структура условного обозначения модификаций счетчиков

Верхняя крышка корпуса, закрывающая доступ к электронному модулю, крепится к основанию корпуса с помощью двух пломбируемых винтов, имеющими отверстия для установки навесных пломб с оттиском ОТК предприятия-изготовителя и клеймом поверителя. Крышка зажимов закрывающая клеммную колодку и доступ к проводам измерительной цепи фиксируется к основанию корпуса с помощью одного пломбируемого винта, имеющему отверстие для установки навесной пломбы энергоснабжающей организации. Снятие верхней крышки корпуса и крышки зажимов фиксируется в журнале событий счетчиков с визуальным кодом предупреждения на ЖКИ.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на щиток счетчиков методом трафаретной или термотрансферной печати, лазерного прожига или наклеиванием этикетки.

На щиток счетчиков может быть нанесена информация собственника или точки учета (потребителя) в соответствии с техническим заданием заказа или договором поставки.

Фотография общего вида счетчиков с указанием мест опломбирования и нахождения голографической этикетки, нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 2.



Рисунок 2 – Общий вид счетчика типа АГАТ S200 с указанием мест установки пломб, нахождения голографической этикетки, нанесения заводского номера и знака утверждения типа СИ

Счетчики, в зависимости от модификации, проводят измерение и отображение на ЖКИ, с учетом заданного тарифного расписания следующих величин энергии и мощности:

- активную потребленную энергию (+A);
- активную выданную энергию (-A);
- активную энергию по модулю;
- реактивную потребленную энергию (+R);
- реактивную выданную энергию (-R);
- реактивную энергию по квадрантам Q1, Q2, Q3, Q4;
- полную потребленную энергию (+S);
- полную выданную энергию (-S).

Счетчики измеряют и отображают на ЖКИ значения следующих показателей электрической сети и параметров (норм) качества электрической энергии:

- действующее значение фазного напряжения;
- действующее значение тока в фазном проводнике;
- действующее значение тока ток в нулевом проводнике;
- текущую активную мощность;
- текущую реактивную мощность;
- текущую полную мощность;
- частоту сети;
- коэффициент реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$);
- фиксацию небаланса токов в фазном и нулевом проводниках;
- суммарную продолжительность за расчетный период положительного и отрицательного отклонения уровня напряжения на величину более 10 % от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам;
- количество фактов положительного отклонения за расчетный период уровня напряжения (погрешность измерения напряжения соответствует классу S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013);
- установившееся отклонение напряжения согласно ГОСТ 30804.4.30-2013.

В процессе эксплуатации счетчики ведут журнал событий, в котором записываются с фиксацией даты и времени следующие события:

- отключение и включение напряжения в точке учета;
- корректировка хода часов и календаря;
- изменение тарифного расписания;
- изменение программной конфигурации счетчика;
- снятие крышки зажимной платы (зажимов);
- переход в сервисный режим;
- вскрытие корпуса (кожуха) счетчика;
- воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл;
- попытки доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;
- попытки доступа с нарушением правил управления доступом;
- попытки несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;
- отклонения напряжения в измерительной цепи от заданных пределов;
- отклонения частоты в измерительной цепи от заданных пределов ± 0.2 Гц, ± 0.4 Гц;
- результат самодиагностики счетчика;
- ошибка измерителя;
- ошибка памяти FLASH;
- ошибка контрольной суммы;
- ошибка аппаратного обеспечения;
- низкий уровень заряда литиевой батареи;

- нарушение параметров качества электроэнергии;
- превышение соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;
- превышение заданного предела мощности;
- факт превышения заданных порогов по току, напряжению и мощности;
- факт возникновения небаланса токов в фазном и нулевом проводниках;
- факт срабатывания силового реле с указанием даты, времени и причины, вызвавшей срабатывание.

Под каждое событие в журнале событий отведено более 600 записей. При превышении максимального количества событий последняя запись перезаписывает первую.

Счетчики по имеющимся интерфейсам связи обеспечивают возможность организации с использованием протоколов передачи данных передачу показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачу журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удаленных действий, не влияющих на результаты выполняемых ИПУЭ измерений, включая:

- корректировку текущей даты и времени, часового пояса;
- изменение тарифного расписания;
- программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на ЖКИ;
- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров (норм) качества электроснабжения;
- программирование даты начала расчетного периода;
- программирование параметров срабатывания встроенного коммутационного аппарата;
- изменение паролей доступа к параметрам;
- изменение ключей шифрования;
- управление встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положении "отключено".

Счетчики имеют возможность выступать в качестве инициатора связи с уровнем информационно-вычислительного комплекса электроустановки или информационно-вычислительного комплекса по одному из интерфейсов связи при наступлении различных событий, в том числе:

- при вскрытии крышки зажимной платы (зажимов), верхней крышки корпуса (кожуха);
- воздействии внешним магнитным полем;
- при несанкционированном перепрограммировании (параметрировании);
- превышении максимального порога мощности;
- при отклонении напряжения в измерительных цепях от заданных пределов.

Программное обеспечение

Встраиваемое ПО записывается в память микроконтроллера. Чтение и копирование ПО невозможно.

Корректировка калибровочных коэффициентов, отвечающих за точность измерений, возможна только в процессе производства.

На завершающем этапе производства происходит блокировка записи в область калибровочных коэффициентов, что делает невозможным их изменение.

Доступ к данным счетчика возможен при наличии соответствующего ПО, уникального пароля или паролей доступа разного уровня.

Доступ к данным счетчика без уникального пароля возможен при удалении пломбы энергоснабжающей организации и вскрытии крышки зажимной платы.

Внутреннее ПО защищено при помощи цифровой подписи, что делает невозможным несанкционированное изменение.

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

Идентификационные неизменяемые данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные неизменяемые данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AGAT
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.2.19
Цифровой идентификатор ПО	3AA1CC25DDAD0C130FAF4AA1A 4DC7B29AC97E537
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	SHA1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Класс точности: – при измерении активной электрической энергии по ТУ 26.51.63-001-46225460-2023 по ГОСТ 31819.21-2012 – при измерении реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012	0,5S 1 1, 2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230 (по заказу 220)
Базовый ток I_b , А	5
Максимальный ток $I_{макс}$, А	60; 80
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,7 \cdot U_{ном}$ до $1,3 \cdot U_{ном}$
Номинальная частота сети переменного тока, Гц	50
Диапазон измерений частоты переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении активной электрической энергии при нормальных условиях для счетчиков класса точности 0,5S по ТУ 26.51.63-001-46225460-2023, %, не более - $0,02 \cdot I_b \leq I < 0,10 \cdot I_b$ при $\cos \varphi = 1$ - $0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{макс}$ при $\cos \varphi = 1$ - $0,05 \cdot I_b \leq I < 0,20 \cdot I_b$ при $\cos \varphi = 0,50$ (индуктивная нагрузка) - $0,05 \cdot I_b \leq I < 0,20 \cdot I_b$ при $\cos \varphi = 0,80$ (емкостная нагрузка) - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{макс}$ при $\cos \varphi = 0,50$ (индуктивная нагрузка) - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{макс}$ при $\cos \varphi = 0,80$ (емкостная нагрузка) - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_b$ ($I_{макс}$) при $\cos \varphi = 0,25$ (индуктивная нагрузка)* - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_b$ ($I_{макс}$) при $\cos \varphi = 0,50$ (емкостная нагрузка)*	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,0$ $\pm 0,6$ $\pm 0,6$ $\pm 1,0$ $\pm 1,0$

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии для счетчиков класса точности 0,5S по ТУ 26.51.63-001-46225460-2023, %: При изменении температуры окружающего воздуха - $0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 1,0$ ±0,03** - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 0,5$ (индуктивная нагрузка) ±0,05** При изменении напряжения ± 10 % - $0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 1,0$ ±0,20 - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 0,5$ (индуктивная нагрузка) ±0,40 При изменении частоты ± 2 % - $0,10 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 1,0$ ±0,2 - $0,20 \cdot I_b \leq I \leq I_{\max}$ при $\cos \varphi = 0,5$ (индуктивная нагрузка) ±0,2 Гармоники в цепях тока и напряжения ($0,50 \cdot I_{\max}$ при $\cos \varphi = 1$) ±0,5 Субгармоники в цепи переменного тока ($0,50 \cdot I_b$ при $\cos \varphi = 1$) ±1,5 Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения (I_b при $\cos \varphi = 1$) ±2,0 Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл (I_b при $\cos \varphi = 1$) ±1,0 Радиочастотные электромагнитные поля (I_b при $\cos \varphi = 1$) ±2,0 Кондуктивные помехи, наводимые радиочастотными полями (I_b при $\cos \varphi = 1$) ±2,0 Наносекундные импульсные помехи (I_b при $\cos \varphi = 1$) ±2,0	
Диапазон измерений среднеквадратических значений напряжения переменного тока, В	от $0,7 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,3 \cdot U_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений напряжения переменного тока, %: - для счетчиков класса точности 1 ±1,0 - для счетчиков класса точности 0,5S ±0,5	
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в фазе (I_{ϕ})/ тока в нулевом проводе (I_n) для счетчиков класса точности 0,5S, А	от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{\max}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в фазе I_{ϕ} для счетчиков класса точности 0,5S, %	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в нулевом проводе I_n для счетчиков класса точности 0,5S, %	±1,0
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в фазе I_{ϕ} /нейтрали I_n для счетчиков класса точности 1, А	от $0,05 \cdot I_b$ до $I_{\max}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в фазе I_{ϕ} для счетчиков класса точности 1, %	±1,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в нейтрали I_n для счетчиков класса точности 1, %	±1,0
Диапазон измерений коэффициента электрической мощности $\cos \varphi$	от -1 до +1

Продолжение таблицы 2

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений коэффициента электрической мощности $\cos \varphi$, %	$\pm 3,0$
Диапазон измерений отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения переменного тока, %*** - для счетчиков класса точности 1 - для счетчиков класса точности 0,5S	$\pm 1,0$ $\pm 1,0$
Диапазон измерений активной электрической мощности для класса точности 0,5S по ТУ 26.51.63-001-46225460-2023, Вт	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном}} \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq +1$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной электрической мощности для класса точности 0,5S по ТУ 26.51.63-001-46225460-2023, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений активной электрической мощности для класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012, Вт	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном}} \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $-1 \leq \cos \varphi \leq +1$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений активной электрической мощности для класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012, %	$\pm 1,0$
Диапазон измерений реактивной электрической мощности по ГОСТ 31819.23-2012, вар	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном}} \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $-1 \leq \sin \varphi \leq +1$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений реактивной электрической мощности по ГОСТ 31819.23-2012, %: - для счетчиков класса точности 1 - для счетчиков класса точности 2	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$
Диапазон измерений полной электрической мощности, В·А	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном}} \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной электрической мощности, %	$\pm 3,0$
Диапазон измерений медленных изменений напряжения основной частоты δU_y , % от $U_{\text{ном}}$	от 70 до 130
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений медленных изменений напряжения основной частоты, % ***	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения основной частоты напряжения электропитания Δf , Гц ***	$\pm 0,05$
Диапазон измерений соотношения реактивной и активной электрической мощности (коэффициент реактивной электрической мощности $\tan \varphi$)	от -60 до +60
Пределы допускаемой относительной погрешности коэффициента реактивной электрической мощности $\tan \varphi$, %	$\pm 3,0$

Продолжение таблицы 2

1	2
Предел абсолютной основной погрешности точности хода часов в рабочем диапазоне температур, с/сут	± 5
*- по требования потребителя. **- средний температурный коэффициент, %/К. *** – измерение показателей качества электроэнергии выполняется в соответствии с классом «S» характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Стартовый ток (чувствительность), не более при измерении активной энергии – для счетчиков класса точности 0,5S – для счетчиков класса точности 1 при измерении реактивной энергии – для счетчиков класса точности 1 – для счетчиков класса точности 2	$0,002 \cdot I_b$ $0,004 \cdot I_b$ $0,004 \cdot I_b$ $0,005 \cdot I_b$
Полная (активная) электрическая мощность, потребляемая цепью напряжения при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	5 (2)
Потребляемая полная мощность по цепям тока (при базовом токе), В·А, не более	0,1
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012	1
Параметры импульсного выхода, не более – напряжение, В – ток, мА	70 50
Постоянная счетчика по испытательным выходам активной [реактивной] электрической энергии, имп/(кВт·ч) [имп/(квар·ч)] - в основном режиме - в режиме поверки	2500 20000
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP51
Рабочие условия эксплуатации (кроме ЖКИ): - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность (при температуре окружающей среды +25°С), %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 98 от 70,0 до 106,7
Габаритные размеры счетчиков (длина×ширина×высота), мм, не более:	163×106×58
Масса, кг, не более	0,5
Срок службы встроенной батареи, лет, не менее	16
Средний срок службы, лет, не менее	30
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	320000

Знак утверждения типа

наносится на щиток счетчика методом лазерной гравировки или трафаретной печати (или другим способом, не ухудшающим качество) и типографским методом на титульный лист руководства по эксплуатации (РЭ) и паспорта (ПС).

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный АГАТ S200	ГТНФ.411152.001	1 шт.
Ушко (крепжное)	ПФ8.882.035	1 шт.
Коробка упаковочная	—	
Паспорт	ГТНФ.411152.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГТНФ.411152.001 РЭ	1 экз. *
Программное обеспечение AGAT Thinker	—	1 экз. *
Методика поверки	ГТНФ.411152.001 МП	1 экз. **
* – доступно в электронном виде на сайте http://www.mzer-agat.ru/		
** – на партию поставки		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Функционирование счетчика» документа ГТНФ.411152.001 РЭ Руководство по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.12, п.6.13);

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии»;

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706 «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 Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «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»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ТУ 26.51.63-001-46225460-2023 «Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные АГАТ S200. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «МЗЭП-АГАТ» (ООО «МЗЭП-АГАТ»)
ИНН 9715391983

Юридический адрес: Россия, 127543, г. Москва, ул. Корнейчука, д. 54, помещ. 1/1

Телефон/факс: +7 (495) 116-16-71, +7 (903) 684-42-96

E-mail: info@mzep-agat.ru

Web: www.mzep-agat.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «МЗЭП-АГАТ» (ООО «МЗЭП-АГАТ»)
ИНН 9715391983

Юридический адрес: 127543, г. Москва, ул. Корнейчука, д. 54, помещ. 1/1

Место осуществления деятельности: 108815, г. Москва, пос. Филимонковское,
п. Марьино, тер. ОАО «Новомосковский технопарк»

Телефон/факс: +7 (495) 116-16-71, +7 (903) 684-42-96

E-mail: info@mzep-agat.ru

Web: www.mzep-agat.ru

Испытательный центр

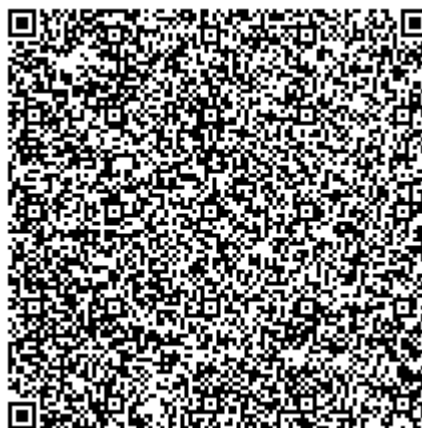
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

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

Телефон (факс): 8 (495) 437-55-77, 8 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92806-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и количества теплоносителя ПАО «ЭЛ5-Энерго» филиал Среднеуральская ГРЭС

Назначение средства измерений

Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и количества теплоносителя ПАО «ЭЛ5-Энерго» филиал Среднеуральская ГРЭС (далее – АСКУТЭ) предназначена для измерений избыточного давления, атмосферного давления, температуры, объемного расхода, массы, тепловой энергии и интервалов времени.

Описание средства измерений

Принцип действия АСКУТЭ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке информации, поступающей по измерительным каналам (далее – ИК) избыточного давления, атмосферного давления, температуры, объемного расхода и вычисления массы теплоносителя и тепловой энергии.

АСКУТЭ имеет иерархичную структуру, состоящую из трех уровней:

1. Нижний уровень: первичные измерительные преобразователи;
2. Средний уровень: тепловычислители;
3. Верхний уровень: сервер баз данных (далее – СБД).

Уровень первичных измерительных преобразователей обеспечивает измерение избыточного давления, атмосферного давления, температуры, объемного расхода и преобразование измеренных значений в аналоговые и частотные электрические сигналы для передачи их на средний уровень. Первичные измерительные преобразователи установлены непосредственно на измерительных трубопроводах (далее – ИТ).

На уровне тепловычислителей происходит преобразование аналоговых и частотных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей, в соответствующие значения избыточного давления, атмосферного давления, температуры, объемного расхода и вычисление объема, массового расхода (массы) теплоносителя, тепловой энергии, а также передача измерительной информации на верхний уровень.

Уровень СБД построен на базе программно-технического комплекса Дельта-К (далее – Дельта-К) и служит для выполнения следующих задач:

- циклический сбор результатов измерений и информации о состоянии измерительных компонентов с тепловычислителей;
- вычисление значения тепловой энергии, отпущенной потребителю;
- сохранение собранной информации в архивной базе данных АСКУТЭ, ведение журнала событий;
- визуализация процесса измерения и формирование отчетов;
- защита измерительной информации от несанкционированного доступа.

Синхронизация часов технических средств верхнего уровня АСКУТЭ со шкалой времени UTC (SU) осуществляется автоматически устройством синхронизации времени УСВ-3

(регистрационный номер 64242-16 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)).

Перечень и состав узлов учёта АСКУТЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и состав узлов учёта АСКУТЭ

Наименование узла учета АСКУТЭ	Наименование средств измерений, входящих в состав ИК узла учета АСКУТЭ
Подающий ИТ № 1, подающий ИТ № 2, обратный ИТ № 3, подающий ИТ № 4, обратный ИТ № 5	Расходомеры ультразвуковые ФЛЕКСУС (регистрационный номер 74169-19 в ФИФОЕИ), модель F721 (далее – ФЛЕКСУС F721)
	Датчики давления Метран-55 (регистрационный номер 18375-08 в ФИФОЕИ), наименование Метран-55-ДИ, модель 515 (далее – Метран-55-ДИ)
	Термометры сопротивления из платины технические ТПТ-1 (регистрационный номер 46155-10 в ФИФОЕИ) (далее – ТПТ-1)
	Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 (регистрационный номер 61953-15 в ФИФОЕИ)
Исходная вода	Датчики давления ИД (регистрационный номер 26818-15 в ФИФОЕИ), модификация ИД-А-АЦ
	Термопреобразователи сопротивления ТС-Б (регистрационный номер 72995-18 в ФИФОЕИ), модификация ТС-Б (далее – ТС-Б)
	Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 (регистрационный номер 61953-15 в ФИФОЕИ)
Атмосферное давление	Датчики давления Метран-150 (регистрационный номер 32854-13 в ФИФОЕИ), модель 150ТА (далее – Метран-150ТА)
	Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19 (регистрационный номер 61953-15 в ФИФОЕИ) (далее – ТЭКОН-19)

АСКУТЭ выполняет следующие функции:

- измерение объемного расхода (объема), избыточного давления и температуры теплоносителя, атмосферного давления;
- вычисление массового расхода (массы) теплоносителя и количества тепловой энергии;
- формирование отчетов, архивирование, хранение измеренных и вычисленных значений;
- защита измерительной информации от несанкционированного доступа к программным средствам.

К настоящему типу средства измерений относится АСКУТЭ с заводским номером 02/24. Заводской номер АСКУТЭ наносится на маркировочную табличку, закрепленную на шкафу СБД АСКУТЭ, и на титульный лист паспорта типографским способом.

Пломбирование АСКУТЭ не предусмотрено. Средства измерений, входящие в состав АСКУТЭ, пломбируются в соответствии с описаниями типа и эксплуатационной документацией этих средств измерений.

Нанесение знака поверки на АСКУТЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) АСКУТЭ включает в себя ПО ТЭКОН-19 и ПО Дельта-К.

ПО АСКУТЭ разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. К метрологически значимой части ПО АСКУТЭ относятся: ПО ТЭКОН-19 и следующих программных модулей Дельта-К: модуль расчета подпитки, модуль расчета тепла. Идентификационные данные метрологически значимого ПО ТЭКОН-19 приведены в описаниях типа ТЭКОН-19. Идентификационные данные метрологически значимой части программных модулей Дельта-К приведены в таблице 2. ПО АСКУТЭ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем введения пароля, ведения доступного только для чтения журнала событий.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО АСКУТЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	MYFUN_G.fl	MYFUN_Q.fl
Номер версии (идентификационный номер) ПО	–	–
Цифровой идентификатор ПО	B62232E4	08FD4608
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики АСКУТЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АСКУТЭ

Характеристика	Значение
Диапазоны измерений массы теплоносителя в потоке по ИТ в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима», переходный вариант), т/ч: – подающий ИТ № 1 – подающий ИТ № 2 – обратный ИТ № 3 – подающий ИТ № 4 – обратный ИТ № 5	от 550 до 6300 от 420 до 3200 от 550 до 3200 от 1223 до 10000 от 1223 до 6300
Диапазоны измерений массы теплоносителя в потоке по ИТ в режиме работы без рециркуляции, т/ч: – подающий ИТ № 1 – подающий ИТ № 2 – подающий ИТ № 4	от 182 до 6300 от 139 до 3200 от 602 до 10000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы теплоносителя по ИТ в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») и в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант), %: – по подающему ИТ № 1 при скорости потока 0,5 м/с и более – по подающим ИТ № 2, 4 при скорости потока 0,5 м/с и более – по обратным ИТ № 3, 5 при скорости потока 0,5 м/с и более – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,4 до 0,5 м/с – по подающим ИТ № 2, 4 при скорости потока от 0,4 до 0,5 м/с – по обратным ИТ № 3, 5 при скорости потока от 0,4 до 0,5 м/с – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по подающим ИТ № 2, 4 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по обратным ИТ № 3, 5 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с	±0,57 ±0,54 ±0,53 ±0,80 ±0,78 ±0,77 ±0,89 ±0,87 ±0,86

Продолжение таблицы 3

Характеристика	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы теплоносителя по ИТ в режиме работы без рециркуляции (при работе по подающим ИТ № 1, 2, 4; по подающим ИТ № 1, 2; по подающим ИТ № 1, 4; по подающим ИТ № 2, 4), %: – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по подающему ИТ № 2 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по подающему ИТ № 4 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,2 до 0,3 м/с – по подающему ИТ № 2 при скорости потока от 0,2 до 0,3 м/с – по подающему ИТ № 4 при скорости потока от 0,2 до 0,3 м/с – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,1 до 0,2 м/с – по подающему ИТ № 2 при скорости потока от 0,1 до 0,2 м/с	±1,10 ±0,97 ±0,92 ±1,23 ±1,11 ±1,06 ±1,66 ±1,58
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы теплоносителя по ИТ в режиме работы без рециркуляции (при работе по подающему ИТ № 1; по подающему ИТ № 2; по подающему ИТ № 4), %: – по подающему ИТ № 1 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с – по подающим ИТ № 2, 4 при скорости потока от 0,3 до 0,4 м/с	±0,90 ±0,88
Диапазоны измерений тепловой энергии за час в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима»), Гкал: – подающий ИТ № 1 – подающий ИТ № 2 – обратный ИТ № 3 – подающий ИТ № 4 – обратный ИТ № 5	от 41,27 до 821,54 от 31,52 до 417,29 от 91,76 до 1304,04 от 24,69 до 207,59 от 54,91 до 408,69
Диапазоны измерений тепловой энергии за час в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант), Гкал: – подающий ИТ № 1 – подающий ИТ № 2 – обратный ИТ № 3 – подающий ИТ № 4 – обратный ИТ № 5	от 27,49 до 562,10 от 20,99 до 285,51 от 61,12 до 892,22 от 13,69 до 188,84 от 30,44 до 371,78
Диапазоны измерений тепловой энергии за час в режиме работы без рециркуляции, Гкал: – подающий ИТ № 1 – подающий ИТ № 2 – подающий ИТ № 4	от 6,36 до 505,21 от 4,86 до 256,62 от 21,02 до 801,91
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения отпущенной тепловой энергии для всех режимов работы АСКУТЭ, %	±1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности суточного хода часов, с	±9

Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АСКУТЭ

Наименование ИК	Наименование узла учета	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Первичный измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Тепловычислитель		
ИК избыточного давления	Подающий ИТ № 1, подающий ИТ № 2, обратный ИТ № 3, подающий ИТ № 4, обратный ИТ № 5	Метран-55-ДИ (от 4 до 20 мА)	ТЭКОН-19	от 0 до 2,5 МПа	$\gamma=\pm 0,32 \%$
	Исходная вода	Датчик давления ИД (от 4 до 20 мА)	ТЭКОН-19	от 0 до 1 МПа	$\gamma=\pm 1,44 \%$
ИК атмосферного давления	—	Метран-150ТА (от 4 до 20 мА)	ТЭКОН-19	от 0 до 160 кПа	$\gamma=\pm 0,171 \%$
ИК температуры	Подающий ИТ № 1, подающий ИТ № 2, обратный ИТ № 3, подающий ИТ № 4, обратный ИТ № 5	ТПТ-1 (НСХ 100П)	ТЭКОН-19	от -50 до +300 °С	$\Delta=\pm\sqrt{(0,15+0,002\cdot t)^2+0,007}$
	Исходная вода	ТС-Б (НСХ 100П)	ТЭКОН-19	от -50 до +180 °С	
ИК объемного расхода ¹⁾	Подающий ИТ № 1	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭКОН-19	от 181,12 до 6300,00 м³/ч	$\delta=\pm 1,655 \%$ (в диапазоне измерений от 181,12 до 362,24 м³/ч)
					$\delta=\pm 1,061 \%$ (в диапазоне измерений от 362,24 до 543,36 м³/ч)
					$\delta=\pm 0,867 \%$ (в диапазоне измерений от 543,36 до 724,48 м³/ч)
					$\delta=\pm 0,772 \%$ (в диапазоне измерений от 724,48 до 905,60 м³/ч)
					$\delta=\pm 0,522 \%$ (в диапазоне измерений от 905,6 до 6300,0 м³/ч)

Продолжение таблицы 4

Наименование ИК	Наименование узла учета	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Первичный измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Тепловычислитель		
ИК объемного расхода ¹⁾	Подающий ИТ № 2	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭКОН-19	от 138,67 до 3200,00 м³/ч	δ=±1,571 % (в диапазоне измерений от 138,67 до 277,34 м³/ч)
					δ=±1,029 % (в диапазоне измерений от 277,34 до 416,01 м³/ч)
					δ=±0,850 % (в диапазоне измерений от 416,01 до 554,68 м³/ч)
					δ=±0,762 % (в диапазоне измерений от 554,68 до 693,35 м³/ч)
					δ=±0,513 % (в диапазоне измерений от 693,35 до 3200,00 м³/ч)
	Обратный ИТ № 3	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭКОН-19	от 181,12 до 3200,00 м³/ч	δ=±1,543 % (в диапазоне измерений от 181,12 до 362,24 м³/ч)
					δ=±1,017 % (в диапазоне измерений от 362,24 до 543,36 м³/ч)
					δ=±0,844 % (в диапазоне измерений от 543,36 до 724,48 м³/ч)
					δ=±0,758 % (в диапазоне измерений от 724,48 до 905,60 м³/ч)
					δ=±0,508 % (в диапазоне измерений от 905,6 до 3200,0 м³/ч)
	Подающий ИТ № 4	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭКОН-19	от 407,52 до 10000,00 м³/ч	δ=±1,579 % (в диапазоне измерений от 407,52 до 815,04 м³/ч)
					δ=±1,031 % (в диапазоне измерений от 815,04 до 1222,56 м³/ч)
					δ=±0,851 % (в диапазоне измерений от 1222,56 до 1630,08 м³/ч)

Продолжение таблицы 4

Наименование ИК	Наименование узла учета	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности ИК в условиях эксплуатации
		Первичный измерительный преобразователь (выходной сигнал)	Тепловычислитель		
ИК объемного расхода ¹⁾	Подающий ИТ № 4	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭЖОН-19	от 407,52 до 10000,00 м³/ч	δ=±0,761 % (в диапазоне измерений от 1630,08 до 2037,60 м³/ч)
					δ=±0,511 % (в диапазоне измерений от 2037,6 до 10000,0 м³/ч)
	Обратный ИТ № 5	ФЛЕКСУС F721 ²⁾ (частотный)	ТЭЖОН-19	от 407,52 до 6300,00 м³/ч	δ=±1,532 % (в диапазоне измерений от 407,52 до 815,04 м³/ч)
					δ=±1,013 % (в диапазоне измерений от 815,04 до 1222,56 м³/ч)
					δ=±0,841 % (в диапазоне измерений от 1222,56 до 1630,08 м³/ч)
					δ=±0,755 % (в диапазоне измерений от 1630,08 до 2037,60 м³/ч)
					δ=±0,506 % (в диапазоне измерений от 2037,6 до 6300,0 м³/ч)
¹⁾ Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объемного расхода рассчитаны с учетом относительной погрешности определения площади сечения ИТ. ²⁾ ФЛЕКСУС F721 (регистрационный номер 74169-19 в ФИФОЕИ), входящие в состав АСКУТЭ, изготовлены по заказу, в соответствии с описанием типа пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода и объема жидкости составляют ±(0,5+0,1/V) % (для V<0,5 м/с), где V – значение средней скорости измеряемой среды, м/с, и ±0,5 % (для V≥0,5 м/с). Примечание – Приняты следующие обозначения и сокращения: γ – пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности, %; Δ – пределы допускаемой абсолютной погрешности, °С; t – значение измеряемой температуры, °С; δ – пределы допускаемой относительной погрешности, %; НСХ – номинальная статическая характеристика.					

Основные технические характеристики АСКУТЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики АСКУТЭ

Параметр	Значение
Теплоноситель	вода
Система теплоснабжения	открытая
Избыточное давление теплоносителя в ИТ, кгс/см ² : – в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант) на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – в режиме работы без рециркуляции на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – на обратном ИТ № 3 и обратном ИТ № 5 – исходная вода	от 8,0 до 12,5 от 6,5 до 12,0 от 2 до 12 от 2 до 3 от 2 до 5
Температура теплоносителя в ИТ, °С: – в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») на обратном ИТ № 3 и обратном ИТ № 5 – в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») на исходной воде – в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант) на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант) на обратном ИТ № 3 и обратном ИТ № 5 – в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант) на исходной воде – в режиме работы без рециркуляции на подающем ИТ № 1, подающем ИТ № 2, подающем ИТ № 4 – в режиме работы без рециркуляции на исходной воде	от +80 до +130 от +50 до +65 от +0,15 до +5,00 от +65 до +90 от +40 до +60 от +1 до +15 от +60 до +90 от +10 до +25
Разность температур в подающем и обратном ИТ, °С, не менее	25
Процентное отношение массового расхода теплоносителя, отпущенного по одному подающему ИТ, к суммарному массовому расходу теплоносителя, отпущенному по всем подающим ИТ, %: а) в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 2 – по подающему ИТ № 4 б) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по всем ИТ) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 2 – по подающему ИТ № 4 в) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 2 и обратным ИТ № 3, 5) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 2	от 15,2 до 25,0 от 11,6 до 20,0 от 55,0 до 73,2 от 15 до 25 от 11,4 до 20,0 от 55,0 до 73,6 от 40,0 до 85,2 от 14,8 до 60,0

Продолжение таблицы 5

Параметр	Значение
г) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 2 и обратному ИТ № 3) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 2	от 40,0 до 84,8 от 15,2 до 60,0
д) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 2 и обратному ИТ № 5) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 2	от 40,0 до 83,7 от 16,3 до 60,0
е) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 4 и обратным ИТ № 3, 5) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 4	от 18,5 до 25,0 от 75,0 до 81,5
ж) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 4 и обратному ИТ № 3) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 4	от 19 до 30 от 70 до 81
з) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 4 и обратному ИТ № 5) – по подающему ИТ № 1 – по подающему ИТ № 4	от 20,4 до 30,0 от 70,0 до 79,6
и) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 2, 4 и обратным ИТ № 3, 5) – по подающему ИТ № 2 – по подающему ИТ № 4	от 20,1 до 25,0 от 75,0 до 79,9
к) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 2, 4 и обратному ИТ № 3) – по подающему ИТ № 2 – по подающему ИТ № 4	от 15,2 до 25,6 от 74,4 до 84,8
л) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 2, 4 и обратному ИТ № 5) – по подающему ИТ № 2 – по подающему ИТ № 4	от 16,3 до 25,0 от 75,0 до 83,7
Процентное отношение массового расхода теплоносителя, возвращенного по одному обратному ИТ, к суммарному массовому расходу теплоносителя, возвращенному по всем обратным ИТ, %:	
а) в режиме работы с рециркуляцией (вариант «Зима») – по обратному ИТ № 3 – по обратному ИТ № 5	от 21 до 40 от 60 до 79
б) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант) – по обратному ИТ № 3 – по обратному ИТ № 5	от 20,6 до 40,0 от 60,0 до 79,4
в) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 2 и обратным ИТ № 3, 5) – по обратному ИТ № 3 – по обратному ИТ № 5	от 30 до 40 от 60 до 70
г) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 1, 4 и обратным ИТ № 3, 5) – по обратному ИТ № 3 – по обратному ИТ № 5	от 28 до 40 от 60 до 72

Продолжение таблицы 5

Параметр	Значение
д) в режиме работы с рециркуляцией (переходный вариант, при работе по подающим ИТ № 2, 4 и обратным ИТ № 3, 5) – по обратному ИТ № 3 – по обратному ИТ № 5	от 27 до 40 от 60 до 73
Температура окружающего воздуха в месте установки, °С: – первичных измерительных преобразователей АСКУТЭ – тепловычислителей АСКУТЭ – СБД АСКУТЭ	от +5 до +50 от +5 до +30 от +15 до +25
Относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более	90
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
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

Комплектность АСКУТЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АСКУТЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная коммерческого учета тепловой энергии и количества теплоносителя ПАО «ЭЛС-Энерго» филиал Среднеуральская ГРЭС	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Государственная система обеспечения единства измерений. Тепловая энергия и масса теплоносителя. Методика измерений системой измерительной коммерческого учета тепловой энергии и количества теплоносителя ПАО «ЭЛС-Энерго» филиал Среднеуральская ГРЭС», аттестованном ООО ЦМ «СТП» 20 мая 2024 г., свидетельство об аттестации № 2005/1-65-RA.RU.311459-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.19.2);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «НТЦ «Комплексные системы»
(ООО «НТЦ «КС»)

ИНН 7451076950

Юридический адрес: 454106, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Косарева, д. 18

Телефон: (351) 225-38-45

Факс: (351) 225-38-46

Web-сайт: <http://www.complexsystems.ru>

E-mail: sales-cs@complexsystems.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НТЦ «Комплексные системы»
(ООО «НТЦ «КС»)

ИНН 7451076950

Юридический адрес: 454106, Челябинская обл., г. Челябинск, ул. Косарева, д. 18

Адрес места осуществления деятельности: 454106, Челябинская обл., г. Челябинск,
ул. Островского, д. 31

Телефон: (351) 225-38-45

Факс: (351) 225-38-46

Web-сайт: <http://www.complexsystems.ru>

E-mail: sales-cs@complexsystems.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Независимое метрологическое обеспечение потребителя» (ООО «НМОП»)

Юридический адрес: 420095, Республика Татарстан, г.о. город Казань, г. Казань, тер. Химград, д. 63, помещ 1580

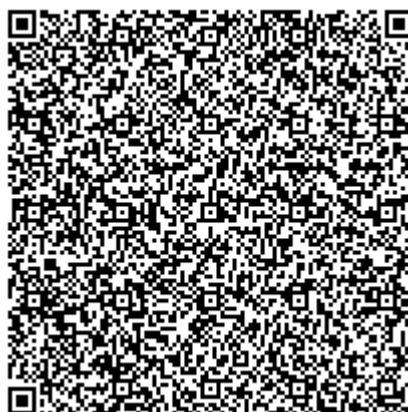
Адрес места осуществления деятельности: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, тер. Химград, д. 63, помещ. 1580

Тел.: +7 (843) 5903952

E-mail: nmor@bk.ru

Web-сайт: www.nmor.pro

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314024.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92807-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 708.
Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 708. Резервная схема учета (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродуктов. Выходные сигналы ультразвуковых преобразователей расхода, преобразователей температуры, давления, плотности по линиям связи поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродуктов по реализованному в нем алгоритму.

СИКН заводской № 31/21 представляет собой единичный экземпляр измерительной системы и состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из двух рабочих измерительных линий (далее – ИЛ);
- блока измерений показателей качества основной СИКН №708 (далее – БИК);
- системы обработки информации (далее – СОИ), состоящей из комплекса измерительно-вычислительного (далее – ИВК) и автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКН (с учетом СИ, находящихся на хранении) указаны в таблице №1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (модификация DFX-ММ типоразмер DFX12 исполнение «Standart») (далее – УЗР)	57471-14
Датчики давления Метран-150	32854-13

Продолжение таблицы 1

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи давления измерительные FCX-АП и FCX-СП	53147-13
Преобразователи температуры программируемые ТСМУ 031, ТСПУ 031, ТХАУ 031, ТХКУ 031, ТННУ 031	46611-16
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Датчики температуры TMT142R, TMT142C, TMT162R, TMT162C, (модель TMT142R)	63821-16
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Влагомер нефти поточный УДВН-2п*	77816-20
Преобразователи плотности жидкости измерительные моделей 7835, 7845, 7847 (модель 7835)	52638-13 15644-06
Комплекс измерительно-вычислительный ТН-01	67527-17
*- применяется при температуре измеряемой среды от -2 до +35 °С.	

В состав СИКН входят поверочные установки, а также показывающие СИ давления и температуры нефтепродуктов утвержденных типов.

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массы нефтепродуктов косвенным методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры и давления нефтепродуктов;
- автоматические измерения параметров качества нефтепродуктов;
- измерения давления и температуры нефтепродуктов автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефтепродуктов соответственно;
- поверка и контроль метрологических характеристик УЗР с применением поверочной установки или по передвижной поверочной установки;
- автоматический и ручной отбор проб нефтепродуктов в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль технологических параметров нефтепродуктов в СИКН, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен на информационную табличку, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Фотография информационной таблички представлена на рисунке № 1.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

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

ПО СОИ СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	d0f37dec
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	587ce785
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.29
Цифровой идентификатор ПО	f41fde70
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.24
Цифровой идентификатор ПО	4fb52bab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.37
Цифровой идентификатор ПО	b3b9b431
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.47
Цифровой идентификатор ПО	76a38549
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечания: – допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе; – цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде строчных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода нефтепродуктов, м ³ /ч	от 400 до 3600*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродуктов, %	±0,25
* – указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений избыточного давления нефтепродуктов, МПа	от 0,25 до 1,6
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более	
– в рабочем режиме	0,2
– в режиме поверки	0,4
Измеряемая среда	нефтепродукты

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений вязкости кинематической в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 0,2 до 6,0
Диапазон измерений плотности в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 650 до 778
Диапазон измерений температуры нефтепродуктов, °С	от -5 до +35
Режим работы СИКН	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: – диапазон температуры окружающей среды, °С	от -24 до +39
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 708. Резервная схема учета	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	–	1 шт.
Методика поверки	–	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 708 ПК «Шесхарис» АО «Черномортранснефть», аттестована АО «Транснефть – Метрология», свидетельство об аттестации методики (метода измерений) № 368-RA.RU.312546-2023 от 08.08.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.3.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «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 «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)

ИНН 2315072242

Адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск, г. Новороссийск,
ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

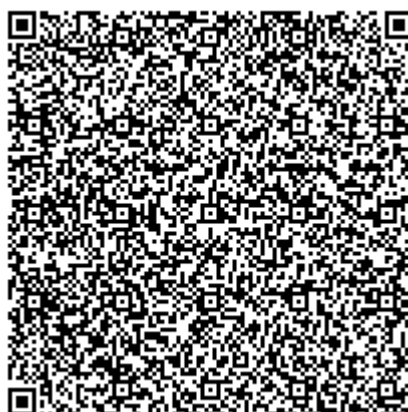
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: tam@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92808-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки групповые автоматизированные измерительные ВАРГ-А

Назначение средства измерений

Установки предназначены для измерений параметров многофазных потоков: массового расхода нефтегазоводяной смеси (газожидкостная смесь, добываемая из нефтяных и газоконденсатных скважин), массового расхода скважинной жидкости без учёта воды, объемного расхода свободного и растворенного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Установки являются изделием, позволяющим определять параметры многофазного потока флюида без его предварительной сепарации.

Для определения параметров среды используется рентгеновское излучение, которое генерируется излучателем, основанным на рентгеновской трубке. Обработка полученных данных и формирование финальных результатов производится в блоке вычислителя расходомера.

Установки состоят из следующих основных частей: технологический блок, блок контроля и управления.

Технологический блок представляет собой блок-бокс с установленным технологическим оборудованием и предназначен для приема нефтегазоводяной смеси, направления её через многофазный расходомер Варг, формирования измерительной информации по массовому расходу, плотности и обводнённости жидкости, объемному расходу и давлению газа, температуре жидкости и газа и последующего сброса этой смеси в коллектор.

В состав технологического блока входят:

- блок-бокс с освещением, отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией;
- арматурный узел (АУ), состоящий из многофазного расходомера Варг, трубопроводной обвязки, дренажной системы, пробоотборного устройства, запорной арматуры, рамы. Принцип работы АУ технологического блока заключается в измерении параметров нефтегазоводяной смеси (далее – НГВС) при помощи расходомера Варг, с последующим их преобразованием в данные, которые передаются в блок контроля и управления. Длительность измерений определяется в зависимости от конкретных условий: дебита скважин, способа добычи, состояния разработки месторождения и других условий;
- арматурный узел переключения скважин, состоящий из трубопроводной обвязки, дренажной системы, запорной арматуры, рамы и переключателя скважин многоходового (ПСМ) (если он предусмотрен технологической схемой установки). Исходный поток нефтегазоводяной смеси по присоединенным от скважин трубопроводам поступает в технологический блок на арматурный узел переключения скважин. При помощи переключателя скважин (ПСМ), а при его отсутствии, при помощи электроприводной арматурой исходный

поток одной из скважин направляется в АУ где проходит через расходомер Варг для измерения параметров многофазного потока;

- приборы КИПиА: манометр, термометр, датчик давления, датчик температуры и другие приборы необходимые для технологического контроля, а также газоанализаторы, охранно-пожарная сигнализация и система пожаротушения (если предусмотрена требованиями к составу установки).

Блок контроля и управления представляет собой блок-бокс с установленным оборудованием системы электроснабжения установки, системы контроля и управления, системы связи, системы охранно-пожарной сигнализации и системы пожаротушения (если предусмотрена техническим заданием).

В состав БКУ (если он предусмотрен требованиями к составу установки) входит:

- блок-бокс с освещением, отоплением, приточно-вытяжной вентиляцией и системой кондиционирования, включающий в себя:

- рабочее место оператора, представляющее собой персональный компьютер (ПК) со специальным программным обеспечением для обработки информации, получаемой от многофазного расходомера Варг и вывода результатов измерения параметров многофазных потоков на монитор;

- шкаф распределительный (ШР), представляющий собой навесной или напольный электрический шкаф с электрическими компонентами для учета и распределения электрической энергии потребителям;

- шкаф контроля и управления (ШКУ), представляющий собой навесной или напольный электрический шкаф с электрическими компонентами для подачи электропитания приборам КИПиА и получения сигналов от приборов КИПиА и информации от многофазного расходомера Варг на ПК оператора, предназначен для обработки сигналов от приборов КИПиА, расходомера Варг и управления приводами;

- шкаф охранно-пожарной сигнализации (ШОПС) (если он предусмотрен требованиями к составу установки), представляющий собой навесной электрический шкаф с электрическими компонентами для подачи электропитания приборам охранно-пожарной сигнализации, получения от них сигналов и передачи в ШКУ);

- шкаф связи (ШС) (если он предусмотрен требованиями к составу установки), представляющий собой навесной электрический шкаф с электрическими компонентами для передачи информации в системы верхнего уровня;

- автоматизированная система пожаротушения (АСПТ) (если она предусмотрена требованиями к составу установки);

- кондиционер (если он предусмотрен требованиями к составу установки).

Заводской номер установок наносится типографским методом или гравировкой на табличку, которая крепится снаружи у входа в блок технологический. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Общий вид установок и место обозначения заводского номера приведены на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение защитных пломб осуществляется на узлы расходомера многофазного Варг, входящего в состав установок (блок детектирования, блок излучателя, рентгензащита), в соответствии с его описанием типа.

Установка имеет фирменную табличку, соответствующую требованиям ГОСТ 12971, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический.



Рисунок 1 – Общий вид установок и место обозначения заводского номера (указано стрелкой)

Структура записи условного обозначения установок, в зависимости от типоразмера и варианта исполнения:

ВАРГ-А	-Н	-10	-100	-200	-63	-УХЛ1	-0001	НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ
1	2	3	4	5	6	7	8	9

1	Исполнение Установки	ВАРГ-А – Установка групповая автоматизированная измерительная
2	Тип скважинной продукции	Н – продукция нефтяных скважин К – продукция газовых или газоконденсатных скважин
3	Количество подключаемых скважин	Заполняется изготовителем
4	Диаметр входного трубопровода, мм	Заполняется изготовителем (может отличаться от диаметра расходомера)
5	Диаметр выходного трубопровода, мм	Заполняется изготовителем
6	Условное давление, МПа	Заполняется изготовителем
7	Климатическое исполнение	Заполняется изготовителем
8	Порядковый номер проекта	Заполняется изготовителем
9	Номер ТУ	НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ

Пример условного обозначения установки:

ВАРГ-А-Н-10-100-200-63-УХЛ1-0001 НЕФТ.3683-001-90018831-2022ТУ

Программное обеспечение

В установке применяется программное обеспечение (ПО) многофазного расходомера Варг, входящего в состав установки.

Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	LibWarg
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3
Контрольная сумма метрологически значимой части ПО	15BD

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

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкой смеси, т/сут	от 1 до 5800*
Диапазон измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м³/сут	от 2,4 до 10000*
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %, не более	±2,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях), % - от 0 % до 70 % - св. 70 % до 95 % - св. 95 %	±6,0 ±15,0 не нормируется
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений объема свободного попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям, %	±5,0
* Указаны значения для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указываются в паспорте.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значения
Рабочая среда	нефтегазоводяная смесь
Минимальное избыточное давление линии, МПа	0,4
Номинальное давление, МПа (в зависимости от исполнения)	4,0; 6,3; 10,0; 25,0
Температура рабочей среды, °С	от -5 до 121*
	от -30 до +121**
Кристаллизация пластовой воды	не допускается*
	допускается**
Пропускная способность по массовому расходу жидкой смеси, т/сут	до 5800***
Номинальная пропускная способность по объемному расходу газа в рабочих условиях, м³/сут	от 2400 до 10000***
Содержание объемной доли воды в сырой нефти (обводненность WLR), % об.	от 0 до 100
Объемная доля газа в линии (газосодержание, GVF), % об.	от 0 до 95

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значения
Содержание сероводорода, % об. в газе	не более 2 (исполнение С1)
	не более 6 (исполнение С2)
	более 6 (исполнение С3)
Диапазон плотности скважинной жидкости, кг/м ³	от 600 до 1300
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,25
Напряжение питания от сети переменного тока, В (в зависимости от исполнения)	220 ⁺²² ₋₃₃
	380 ⁺³⁸ ₋₅₇
Частота переменного тока, Гц	50±1
Расчетный срок службы, лет, не менее	20
* при применении в составе установки многофазного расходомера ВАРГ в исполнении Т1; ** при применении в составе установки многофазного расходомера ВАРГ в исполнении Т2; *** максимальное значение для всех типоразмеров. Значения для конкретного изделия указывается в паспорте.	

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским методом или гравировкой на фирменную табличку, размещенную на видном месте снаружи у входа в блок технологический, и типографским методом на титульном листе паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность установки приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество, шт. (экз.)
Установка	ВАРГ-А-Х-Х-Х-Х-Х-Х* НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ	1
Паспорт	НЕФТ-3683-002-90018831-2022 ПС	1
Руководство по эксплуатации	НЕФТ-3683-002-90018831-2022 РЭ	1
*Х – шифр исполнения установок согласно НЕФТ.3683-001-90018831-2022 ТУ		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п.1.4.3 «Устройство и работа установки» и в разделе 1.5 «Описание и работа составных частей изделия» документа «Установка групповая автоматизированная измерительная ВАРГ-А. Руководство по эксплуатации» НЕФТ-3683-002-90018831-2022 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п.6.2.1 и п.6.5);

ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и попутного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования»;

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных потоков»;

НЕФТ-3683-001-90018831-2022 ТУ «Установки передвижные измерительные многофазные ВАРГ-М, установки групповые автоматизированные измерительные ВАРГ-А. Технические условия».

Правообладатель

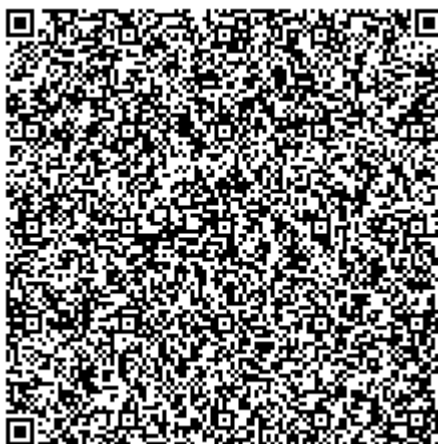
Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)
ИНН 1660336601
Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»
(ООО «НЕФТЕМАШ-ИНЖИНИРИНГ»)
ИНН 1660336601
Юридический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 46А, помещ. 13
Адрес места осуществления деятельности: 420141, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Салиха Батыева, д. 19, оф. 6
Телефон: +7(843)273-86-82
E-mail: info@n-m-i.com

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии – филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7(843) 272-70-62
Факс: +7(843) 272-00-32
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92809-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Водоканал» города Якутска

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Водоканал» города Якутска (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией 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) АИИС КУЭ. ИВК состоит из ИВК ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (ПАО «ДЭК»). ИВК ПАО «ДЭК» состоит из сервера ЦСОД ПАО «ДЭК», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ) типа УССВ-2. К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet, а к коммутатору подключено автоматизированное рабочее место персонала (АРМ).

В ИВК АИИС КУЭ предусмотрено выполнение следующих функций:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средства измерения («Журнала событий» электросчетчика) с ИИК;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передача в организации – участники оптового рынка электроэнергии (мощности) (ОРЭМ);
- прием измерительной информации от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и передачу всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

Цифровой сигнал с выходов счетчика по каналам связи поступает на вход сервера ИВК ПАО «ДЭК», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии, осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Результаты измерений передаются с сервера, установленного в ИВК ПАО «ДЭК» в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0, в АО «АТС». Отправка электронных документов в АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ осуществляется с сервера ИВК ПАО «ДЭК», установленного в городе Владивосток.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML для передачи его в АО «СО ЕЭС», в организации - участники оптового рынка и в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS/ГЛОНАСС).

Синхронизация времени часов ИВК ПАО «ДЭК» выполняется 6 раз в сутки (каждые 4 часа) в соответствии с метками времени, полученными от УССВ по запросу сервера ИВК, при расхождении времени более чем на ± 1 с.

Часы счетчика синхронизируются от часов сервера, коррекция часов счетчика проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с. (программируемый параметр).

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на коммутационном шкафу, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 0292-2024.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. 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».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.04
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» 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	УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 110 кВ Северная, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.9, КЛ 6 кВ Л- Станция очистки-1	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
2	ПС 110 кВ Северная, ЗРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.24, КЛ 6 кВ Л-Станция очистки-2	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
3	ПС 110 кВ Северная, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.5, КЛ 6 кВ Л- Водозабор-3	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИ Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110 кВ Северная, ЗРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.8, КЛ 6 кВ Л- Водозабор-4	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27779-04	УССВ-2 Рег. № 54074-13	активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,8	±7,2
5	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.14	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
6	ПС 110 кВ Восточная, ЗРУ 6 кВ, 2 с 6 кВ, Яч.27	ТОЛ-СВЭЛ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 70106-17	НАМИ Кл. т. 0,5 Ктн 6000/100 Рег. № 60002-15	ПСЧ- 4ТМ.05МК.13 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16		активная	±1,2	±3,4
						реактивная	±2,9	±5,8
7	РП 6 кВ ГНС-1, РУ 6 кВ, 1 с 6 кВ, Яч.15	ТЛК10 Кл. т. 0,5 Ктт 300/5 Рег. № 9143-83	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 Ктн 6000/100 Рег. № 11094-87	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,6	±5,7

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с	± 5
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 7 от 0 °С до + 40 °С. 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.	

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	7
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 $\cos\varphi$ - 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 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - 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	90000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, 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 титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО-10	8
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	4
Трансформатор тока	ТЛК10	2
Трансформатор напряжения	НАМИ	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.13	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ТДВ.411711.092.ФО	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) АО «Водоканал» города Якутска, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Акционерное Общество «Водоканал» (АО «Водоканал»)

ИНН 1435219600

Юридический адрес: 677001 Республика Саха (Якутия), г. Якутск, ул. Богдана Чижика, д. 19

Телефон: 8 (4112) 507030

Факс: yvdk@mail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телекор ДВ» (ООО «Телекор ДВ»)

ИНН 2722065434

Адрес: 680026, г. Хабаровск, ул. Тихоокеанская, д. 60а, оф. 1

Телефон: 8 (4212) 75-87-75

E-mail: telecor-dv@mail.ru

Испытательный центр

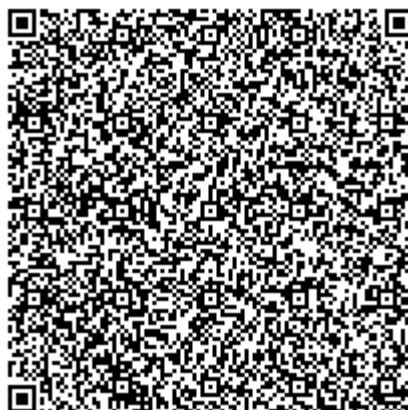
Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92810-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахометры МЕГЕОН

Назначение средства измерений

Тахометры МЕГЕОН (далее – тахометры) предназначены для измерений частоты вращения и линейной скорости.

Описание средства измерений

Тахометр представляет собой портативный измерительный прибор в пластмассовом корпусе с дисплеем для вывода данных и кнопками управления. Внутри тахометра расположен микропроцессор, аналого-цифровой преобразователь и датчик подсчета оборотов.

Принцип действия тахометров основан на подсчете количества импульсов, поступающих от датчика, с последующим выводом данных на дисплей.

К данному типу средств измерений относятся тахометры следующих модификаций: МЕГЕОН 18011, МЕГЕОН 18012, МЕГЕОН 18013, которые отличаются способом измерений, возможностью измерений линейной скорости и метрологическими характеристиками. Тахометры модификации МЕГЕОН 18011 предназначены для измерений частоты вращения бесконтактным способом. Тахометры модификации МЕГЕОН 18012 предназначены для измерений частоты вращения и линейной скорости контактным способом. Тахометры модификации МЕГЕОН 18013 предназначены для измерений частоты вращения и линейной скорости контактным способом и частоты вращения бесконтактным способом.

Нанесение знака поверки на тахометры не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и латинских букв, наносится на заднюю панель средства измерений при помощи наклейки.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям тахометров предусмотрена пломбировка одного из винтов крепления корпуса бумажной наклейкой, или мастичной, или сургучной печатью.

Общий вид тахометров, место пломбировки и место нанесения заводского номера представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тахометров
(1 - место нанесения заводского номера и знака утверждения типа; 2 - место пломбировки)

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
Модификация	МЕГЕОН 18011	МЕГЕОН 18012	МЕГЕОН 18013	
Способ измерений	Бесконтактный	Контактный	Бесконтактный	Контактный
Диапазон измерений частоты вращения, об/мин	от 30 до 99996	от 10 до 20000	от 30 до 99996	от 10 до 20000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты вращения, об/мин	$\pm(0,0005 \cdot n + 1 \text{ е.м.р.})$	$\pm(0,001 \cdot n + 1 \text{ е.м.р.})$	$\pm(0,0005 \cdot n + 1 \text{ е.м.р.})$	$\pm(0,001 \cdot n + 1 \text{ е.м.р.})$
Диапазон измерений линейной скорости, м/мин	-	от 0,3 до 700,0	-	от 0,3 до 700,0

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение			
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений линейной скорости, м/мин	-	$\pm(0,03 \cdot V + 0,5)$	-	$\pm(0,03 \cdot V + 0,5)$
е.м.р. – единица младшего разряда измерений частоты вращения (0,1 или 1 об/мин); n – измеренное значение частоты вращения, об/мин; V – измеренное значение линейной скорости, м/мин				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Модификация	МЕГЕОН 18011	МЕГЕОН 18012	МЕГЕОН 18013
Напряжение питания, В	9		
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С; - относительная влажность, %, не более	от +15 до +25 80		
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более	160 × 66 × 38	177 × 66 × 38	189 × 66 × 41
Масса, кг, не более	0,146	0,174	0,172

Знак утверждения типа

наносится при помощи наклейки на заднюю панель тахометра и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тахометр МЕГЕОН	МЕГЕОН 18011; МЕГЕОН 18012; МЕГЕОН 18013	1 шт.
Батарея 9 В тип 6F22 (Крона)	-	1 шт.
Сумка для переноски и хранения	-	1 шт.
Наконечники (для модификаций МЕГЕОН 18012 и МЕГЕОН 18013)	-	4 шт.
Адаптер (для модификации МЕГЕОН 18013)	-	1 шт.
Светоотражающая клейкая лента (для модификаций МЕГЕОН 18011 и МЕГЕОН 18013)	-	2 шт.
Руководство по эксплуатации и паспорт	-	1 экз.
Гарантийный талон	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Инструкция по эксплуатации» руководств по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 сентября 2022 г. № 2183 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений угловой скорости и частоты вращения»;
ТУ 26.51.64-001-23430128-2023 Тахометры МЕГЕОН. Технические условия.

Правообладатель

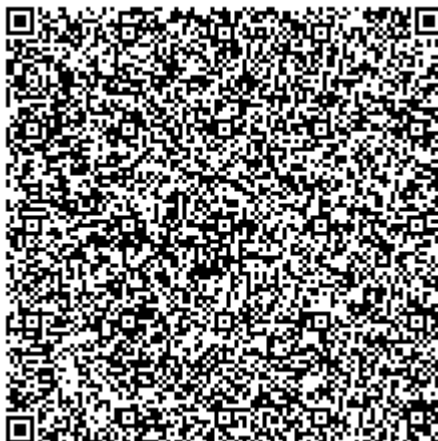
Общество с ограниченной ответственностью «МАКСПРОФИТ»
(ООО «МАКСПРОФИТ»)
ИНН 5018183467
Юридический адрес: 141080, Московская обл., г.о. Королёв, г. Королёв,
ул. Силикатная, д. 11, эт. 5, помещ. 650
Телефон: +7 (495) 268-01-91
E-mail: info@mprofit.ru
Web-сайт: www.mprofit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МАКСПРОФИТ»
(ООО «МАКСПРОФИТ»)
ИНН 5018183467
Адрес: 141080, Московская обл., г.о. Королёв, г. Королёв, ул. Силикатная, д. 11,
эт. 5, помещ. 650
E-mail: info@mprofit.ru
Web-сайт: www.mprofit.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 пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92811-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чапаевская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чапаевская (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений

активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 022-АУЭ. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Чапаевская №1	TG кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС - Чапаевская №2	TG кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ОВ 220	TG кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 75894-19	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	КЛ 10 кВ Модуль 3 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	КЛ 10 кВ Модуль 2 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	КЛ 10 кВ Модуль 1 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	КЛ 10 кВ Модуль 4 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	КЛ 10 кВ Модуль 5 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	КЛ 10 кВ Модуль 6 (ввод 1)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	КЛ 10 кВ Модуль 6 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	КЛ 10 кВ Модуль 5 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	КЛ 10 кВ Модуль 4 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
13	КЛ 10 кВ Модуль 1 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
14	КЛ 10 кВ Модуль 2 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
15	КЛ 10 кВ Модуль 3 (ввод 2)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 70747-18	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
4 – 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
4 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
4 – 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
2 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	5,1	4,0	3,6	3,6
	0,5	4,0	3,4	3,3	3,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ЭКОМ-3000: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 75000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - 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 - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	TG	9 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	36 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАЛИ-НТЗ	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	15 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	П220-ЭлВ-ЧАП-РД-022-АУЭ.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 220 кВ Чапаевская». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.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 пр-кт, д. 31

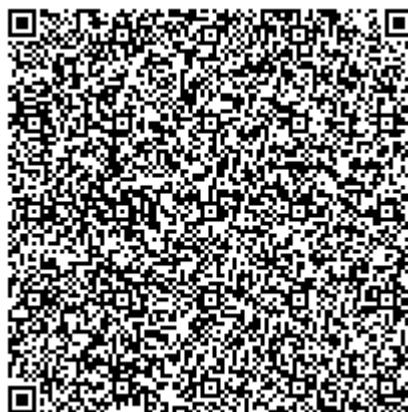
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92812-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Белиджи (расширение 0,4 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Белиджи (расширение 0,4 кВ) (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения по кабельным линиям поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений с счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - 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 и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 594. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительного канала (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ		
		Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	КЛ 0,4 кВ «Щит связи Мегафон»	Меркурий 230 кл. т. 1/2 рег. № 23345-07	RTU-327 рег. № 41907-09	СТВ-01 рег. № 49933-12
Примечания 1 Допускается замена счетчика, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии – активная, реактивная.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		$\delta_{10\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1)	1,0	1,1	1,1	1,1
	0,8	1,3	1,1	1,1
	0,5	1,7	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		$\delta_{10\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 2)	0,8	2,6	2,2	2,2
	0,5	2,3	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		$\delta_{10\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 1)	1,0	2,7	2,7	2,7
	0,8	2,9	2,8	2,8
	0,5	3,2	2,9	2,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95		
		$\delta_{10\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{10\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 (Счетчик 2)	0,8	5,5	5,3	5,3
	0,5	5,2	5,2	5,2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с				5
Примечание - Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).				

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 10 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 10 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Меркурий 230: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - средняя наработка до отказа, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	150000 72 35000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - 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 при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчике электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	Меркурий 230	1 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.064.594.ФО	1 экз.

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 ЕНЭС ПС 110 кВ Белиджи (расширение 0,4 кВ)». Методика измерений аттестована ООО «ИЦ ЭАК», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

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

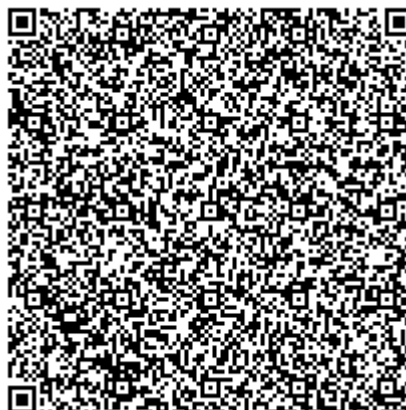
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
Факс: +7 (495) 664-81-33
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.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 пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Факс: +7 (499) 124-99-96
E-mail: info@rostest.ru
Web-сайт: www.rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92815-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки для автоматизированного ультразвукового контроля железнодорожных колёс NORDISCAN INTROTEST W-1100

Назначение средства измерений

Установки для автоматизированного ультразвукового контроля железнодорожных колёс NORDISCAN INTROTEST W-1100 (далее по тексту – установки) предназначены для измерений отношения амплитуд сигналов, отраженных от дефектов типа нарушения сплошности и (или) нарушений структуры, глубины залегания обнаруженных дефектов и (или) толщины изделия при проведении приемочного ультразвукового контроля цельнокатаных железнодорожных колёс.

Описание средства измерений

Принцип действия установки основан на возбуждении ультразвуковых колебаний в материале контролируемого объекта и приеме ультразвуковых колебаний, отраженных от дефектов и границ раздела сред.

Конструктивно установки состоят из иммерсионной ванны, гидравлического модуля, системы управления, системы ультразвукового контроля, соединительных кабелей, комплекта запасных инструментов и принадлежностей.

Установки используются совместно с ультразвуковыми преобразователями в виде антенных решеток производства ООО «Компания«Нординкрафт».

Установки имеют информационную табличку, на которой нанесено методом печати наименование средства измерений и его заводской номер (буквенно-цифровой), однозначно идентифицирующую каждый экземпляр средств измерений.

Общий вид и место нанесения заводского номера установок приведены на рисунке 1.

Пломбирование установок не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на установки не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид и место нанесения заводского номера установок

Программное обеспечение

Метрологически значимое программное обеспечение (далее - ПО) «NKWare» позволяет реализовать следующие режимы работы:

- подготовка к измерению;
- проведение измерений;
- статистическая обработка данных.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	NKWare
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.2.3.0
Цифровой идентификатор ПО	—

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

Метрологические и технические характеристики средства измерений

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений отношений амплитуд сигналов на входе приемника установки, дБ	от 0 до 40
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отношений амплитуд сигналов на входе приемника установки, дБ: – в диапазоне от 0 до 30 дБ включ. – в диапазоне св. 30 до 40 дБ	± 2 ± 3
Диапазон измерений глубины залегания дефекта и/или толщины по стали, мм	от 5 до 187
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины залегания дефекта и/или толщины по стали, мм	± 2

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество преобразователей (каналов контроля), шт	7 (88)
Номинальное значение частоты заполнения зондирующих импульсов для каналов преобразователей D1, D2a, Ha, Hc, Wa, Wc, F, МГц	5,0
Пределы допустимого отклонения частоты заполнения зондирующих импульсов от номинального значения для каналов преобразователей D1, D2a, Ha, Hc, Wa, Wc, F, МГц	±0,5
Номинальное значение частоты заполнения зондирующих импульсов для каналов преобразователя Ha, МГц	2,5
Пределы допустимого отклонения частоты заполнения зондирующих импульсов от номинального значения для каналов преобразователя Ha, МГц	±0,25
Диапазон установки частоты следования зондирующих импульсов, Гц	от 100 до 1250
Минимальный диаметр контролируемых колёс (по кругу катания), мм	760
Максимальный диаметр контролируемых колёс (по кругу катания), мм	1098
Минимальный диаметр выявляемого искусственного дефекта в виде плоскодонного отражателя, мм: - при контроле обода колеса с поверхности катания и с внутренней боковой поверхности - при контроле гребня колеса - при контроле диска колеса с внутренней и внешней стороны - при контроле ступицы с внутренней и внешней стороны	2 3 3 3
Габаритные размеры, мм, не более: - ширина - глубина - высота	4900 4300 3100
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +15 до +35 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установок

Наименование	Обозначение	Количество
Установка для автоматизированного ультразвукового контроля железнодорожных колёс	NORDISCAN INTROTEST W-1100	1 шт.
Адаптер для поверки	NKE.854.01	1 шт.
Адаптер для поверки	NKE.854.02	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Установки для автоматизированного ультразвукового контроля железнодорожных колёс NORDISCAN INTROTEST W-1100. Руководство по эксплуатации» в разделе 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Установки для автоматизированного ультразвукового контроля железнодорожных колёс NORDISCAN INTROTEST W-1100. Технические условия. 26.51.66.120-1770-10553510-23 ТУ.

Правообладатель

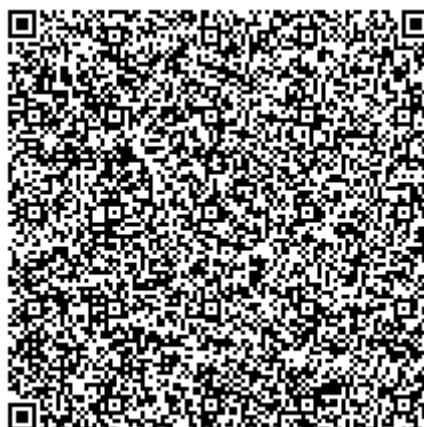
Общество с ограниченной ответственностью «Компания «Нординкрафт»
(ООО «Компания«Нординкрафт»)
ИНН 3528032408
Адрес юридического лица: 162626, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Годовикова, д. 12

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Компания «Нординкрафт»
(ООО «Компания«Нординкрафт»)
ИНН 3528032408
Адрес: 162626, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Годовикова, д. 12

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11
Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ, к. 11
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92816-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 1150 кВ Итатская

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 1150 кВ Итатская (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 распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 581. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 500 кВ Назаровская ГРЭС - Итатская	IOSK 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26510-09	TEMP кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская №1	IOSK 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26510-09	TEMP кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская №2	IOSK 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26510-09	TEMP кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская №3	IOSK 550 кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 26510-09	TEMP кл.т 0,2 Ктн = $(500000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 55517-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Парная - Кия-Шалтырь I цепь с отпайками (С-79)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 20951-08	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Парная - Кия-Шалтырь II цепь с отпайками (С-80)	SB 0,8 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 500/5 рег. № 20951-08	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
7	ф.19-11 (связь с ф.23-16)	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ф. 0,4 кВ в сторону ввода №1 0,4 кВ МТС	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 30/5 рег. № 17551-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ф. 0,4 кВ в сторону ввода №2 0,4 кВ МТС	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 30/5 рег. № 17551-06	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ф. 0,4 кВ в сторону ввода №1 0,4 кВ Ростелеком	ТОП-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 60/5 рег. № 58386-20	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ф. 0,4 кВ в сторону ввода №2 0,4 кВ Ростелеком	ТОП-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 60/5 рег. № 58386-20	-	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
8-11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
8-11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
8-11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
8-11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СТЭМ-300 - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - 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 - при отключенном питании, лет, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
- пароль на счетчиках электроэнергии;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	6
Трансформатор тока	IOSK 550	12
Трансформатор тока	T-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	3
Трансформатор напряжения емкостной	ТЕМР	24
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	5
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	6
Устройство сбора и передачи данных	TOPAZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.УОБ.С15.ФО	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 ЕНЭС ПС 1150 кВ Итатская», аттестованном ООО «ЭнерТест», г. Химки, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU. 314746.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

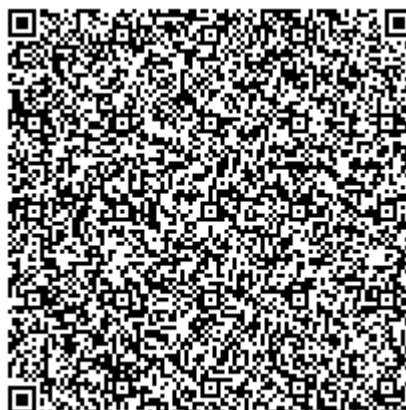
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская,
д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул.Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
Web-сайт: www.enertest.ru
E-mail: info@enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» августа 2024 г. № 1773

Регистрационный № 92817-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06.4-10 УЗ

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06.4-10 УЗ (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения являются однофазными электромагнитными устройствами с заземляемым выводом «Х» высоковольтной обмотки.

Магнитопровод стержневого типа выполнен из холоднокатаной электротехнической стали, разрезной. Обмотки concentрически расположены на магнитопроводе.

Основная вторичная обмотка предназначена для измерения, учета электроэнергии, дополнительная вторичная обмотка – для питания цепей защиты, автоматики, управления, сигнализации и для контроля изоляции сети.

Обмотки с магнитопроводом залиты изоляционным компаундом, создающим монолитный блок, который обеспечивает электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от механических повреждений и проникновения влаги.

В верхней части трансформаторов напряжения расположен высоковольтный вывод «А» первичной обмотки. Выводы вторичных обмоток и заземляемый вывод «Х» расположены в клеммнике на передней торцевой части внизу трансформаторов напряжения. Вторичные обмотки имеют возможность пломбирования контактов.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06.4-10 УЗ зав. № 3325, 3326, 3327, 3328, 3329, 3330.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке типографским методом в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

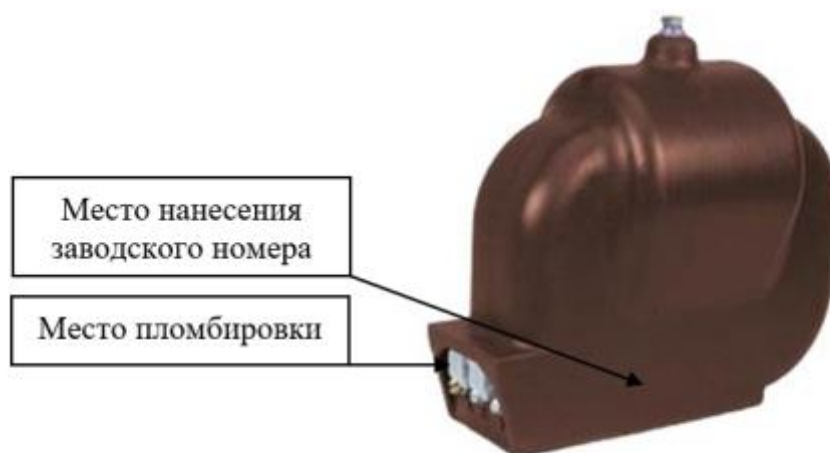


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1ном}$, кВ	$10/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2ном}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности основной вторичной обмотки по ГОСТ 1983	0,5
Номинальная мощность основной вторичной обмотки, В·А	50

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С	от -45 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06.4-10 У3	1 шт.
Паспорт	ЗНОЛ.06.4-10 У3	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)

ИНН 6658017928

Юридический адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Телефон: +7 (343) 234-31-02

Факс: +7 (343) 212-52-55

Web-сайт: www.cztt.ru

E-mail: cztt@cztt.ru

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Свердловский завод трансформаторов тока»
(ОАО «СЗТТ»)

ИНН 6658017928

Адрес: 620043, г. Екатеринбург, ул. Черкасская, д. 25

Телефон: +7 (343) 234-31-02

Факс: +7 (343) 212-52-55

Web-сайт: www.cztt.ru

E-mail: cztt@cztt.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 пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

