МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ (Росстандарт)

П Р И К А З

05 декабря 2024 г. № 2866

Москва

О внесении изменений в сведения об утвержденных типах средств измерений

В соответствии с Административным регламентом по предоставлению Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии государственной услуги по утверждению типа стандартных образцов или типа средств измерений, утвержденным приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 ноября 2018 г. № 2346, п р и к а з ы в а ю:

1. Внести изменения в сведения об утвержденных типах средств измерений в части конструктивных изменений, влияющих на их метрологические характеристики, согласно приложению к настоящему приказу.

2. Утвердить измененные описания типов средств измерений, прилагаемые к настоящему приказу.

3. ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест» внести сведения об утвержденных типах средств измерений согласно приложению к настоящему приказу в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Порядком создания и ведения Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений, передачи сведений в него и внесения изменений в данные сведения, предоставления содержащихся в нем документов и сведений, утвержденным приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 28 августа 2020 г. № 2906.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель руководителя

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 525EEF525B83502D7A69D9FC03064C2A
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 06.03.2024 до 30.05.2025

Е.Р. Лазаренко

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средства измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверждения акта испытаний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Весы электронные	CAU	модиф. CAUX-320 зав. №231024111, модиф. CAUW-220 зав. №231024112	50692-12	-	-	ГОСТ OIML R 76-1–2011 (приложение ДА)	-	-	13.05.2024	Московское Представительство «КАС КОРПОРЭЙШН», г. Москва	ЗАО КИП «МЦЭ», г. Москва
2.	Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления	АСДКУ ВСВ ГХН	002	59155-14	-	ВСВ.002.2014 МП	-	ВСВ.002.2014 МП с Изменением №1	-	14.10.2024	Восточная станция водоподготовки Акционерное общество «Мосводоканал» (ВСВ АО «Мосводоканал»), г. Москва	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»	-	001	62230-15	-	МИ 3000-2006	-	МИ 3000-2022	-	02.09.2024	Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»), Московская обл., Красногорский р-н, автодорога «Балтия»	ООО «Спецэнергопроект», г. Москва
4.	Газоанализаторы	ЕН7000	ЕН7000, зав. №№ 600, 601; ЕН7000-Н, зав. № 602; ЕН7000-В, зав. № 603; ЕН7000-ИК, зав. №№ 604, 605, 606; ЕН7000-ИКН, зав. № 607; ЕН7000-ИКВ, зав. №№ 608, 609	69936-17	-	-	ЛНПК2.840.266 МП; ЛНПК2.840.266 МП1	МП-899/04-2024	-	28.05.2024	Акционерное общество «ЭНАЛ» (АО «ЭНАЛ»), г. Москва	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ», Московская обл., г. Чехов
5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»	-	109	75083-19	-	МИ 3000-2018	-	МП-312235-258-2024	-	13.09.2024	Общество с ограниченной ответственностью «НПК» (ООО «НПК»), г. Москва	ООО «Энергокомплекс», г. Москва

6.	Зонды гидрологические	SeaGuard RCM	№ 2624	80699-20	-	-	МП 2540-0050-2020	МП 2540-0050-2024	-	07.10.2024	Общество с ограниченной ответственностью «Транзас Навигатор» (ООО «Транзас Навигатор»), г. Санкт-Петербург	ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева», г. Санкт-Петербург
7.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)	-	2	83207-21	Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»), Вологодская обл., г. Череповец	-	МП-344-RA.RU.310556-2021	-	-	24.09.2024	Акционерное общество Научно-производственное предприятие «ЭнергопромСервис» (АО НПП «ЭнергопромСервис»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Чапаевская	-	022-АУЭ	92811-24	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	-	РТ-МП-577-500-2024	-	-	11.10.2024	Акционерное общество «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (АО «АПБЭ»), г. Москва	ФБУ «Ростест-Москва», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 69936-17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ЕН7000

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ЕН7000 предназначены для непрерывного измерения содержания одного, двух или трёх компонентов: диоксида углерода (CO_2), оксида углерода (CO), метана (CH_4), ацетилена (C_2H_2), диоксида серы (SO_2), аммиака (NH_3), гексафторида серы (SF_6), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), закиси азота (N_2O), суммарного содержания оксидов азота (NO_x), метилмеркаптана (CH_3SH), кислорода (O_2), водорода (H_2), азота (N_2), гелия (He), аргона (Ar), хлористого водорода (HCl), н-бутана (C_4H_{10}), этилена (C_2H_4), этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8) в газовых смесях.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов ЕН7000 (далее - газоанализаторы) основан на:

− оптико-абсорбционном методе измерений, заключающемся в избирательном поглощении анализируемым компонентом инфракрасного излучения;

− термокондуктометрическом методе измерения, заключающемся в использовании зависимости электрического сопротивления проводника с большим температурным коэффициентом сопротивления от теплопроводности окружающей проводник смеси;

− термомагнитном методе измерения, заключающемся в использовании зависимости парамагнитных свойств анализируемого компонента от температуры;

− магнитопневматическом методе измерения, использующем парамагнитные свойства кислорода, при которых в магнитном поле на границе двух сред с различной магнитной восприимчивостью возникает перепад давления, пропорциональный разности магнитных восприимчивостей этих сред;

− термохимическом методе измерения, заключающемся в измерении теплового эффекта химической реакции окисления водорода кислородом;

− хемилюминесцентном методе измерения, заключающемся в измерении потока оптического излучения, возникающего в результате химической реакции окисления оксида азота, при переходе молекул диоксида азота из возбужденного состояния в основное.

Тип газоанализаторов – стационарный, автоматический.

Способ отбора пробы − принудительный, режим работы − непрерывный.

Наименование исполнений газоанализаторов, обозначение и количество измерительных каналов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исполнения газоанализаторов

Обозначение	Наименование исполнения	Исполнение корпуса	Количество измерительных каналов, принцип измерений
ЛНПК2.840.266	ЕН7000	19” монтаж в стойку	До трёх измерительных каналов различных принципов измерения в любых сочетаниях
ЛНПК2.840.266-01	ЕН7000-Н	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-02	ЕН7000-В	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-03	ЕН7000-ИК	19” монтаж в стойку	Один оптико-абсорбционный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-04	ЕН7000-ИКН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-05	ЕН7000-ИКВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-06	ЕН7000-ТК	19” монтаж в стойку	Один термокондуктометрический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-07	ЕН7000-ТКН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-08	ЕН7000-ТКВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-09	ЕН7000-ТМ	19” монтаж в стойку	Один термомагнитный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-10	ЕН7000-ТМН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-11	ЕН7000-ТМВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-12	ЕН7000-МП	19” монтаж в стойку	Один магнитно-пневматический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-13	ЕН7000-МПН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-14	ЕН7000-МПВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-15	ЕН7000-ТХ	19” монтаж в стойку	Один термохимический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-16	ЕН7000-ТХВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-17	ЕН7000-ХЛ-1	19” монтаж в стойку	Один хемилюминесцентный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-18	ЕН7000-ХЛ-2	19” монтаж в стойку	
ЛНПК2.840.266-19	ЕН7000-ХЛ-3	19” монтаж в стойку	

Газоанализаторы ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1 выполнены в виде моноблока.

Газоанализаторы ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ состоят из двух блоков:

- преобразователя ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В);
- блока вторичного преобразователя БВП−3В.

Газоанализаторы ЕН7000-В состоят из:

- двух/трёх преобразователей ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В в любых сочетаниях);
- блока вторичного преобразователя БВП−3В;
- блока коммутации БК (блок БК).

Газоанализаторы ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 состоят из двух блоков:

- блока измерительного (ЕН320–02; ЕН320–03);
- конвертера (ЕН310, ЕН310–01).

Общий вид исполнений ЕН7000, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП приведен на рисунке 2. Общий вид исполнений ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН приведен на рисунке 3. Общий вид исполнения ЕН7000-Н приведен

на рисунке 4. Общий вид исполнения ЕН7000-ТХ приведен на рисунке 5. Общий вид исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 приведен на рисунке 6. Общий вид исполнений ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ приведен на рисунках 7-10 (рисунок 7 – общий вид блока БВП-3В, рисунок 8 – общий вид преобразователя ЕН200В, рисунок 9 – общий вид преобразователей ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В, рисунок 10 – общий вид блока коммутации БК).

Газоанализаторы ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 предназначены для использования во взрывобезопасных зонах производственных помещений.

Газоанализаторы ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ относятся к взрывозащищенному оборудованию и предназначены для использования:

− во взрывоопасных зонах производственного пространства, где возможно образование взрывоопасных газовых смесей категории IIA, IIB, IIC группы Т1 − Т5;

− во взрывобезопасных зонах производственных помещений, где не предполагается наличие взрывоопасной среды в объёме, требующем специальных мер защиты.

Для соединения преобразователя ПИП и блока БВП−3В используется кабель связи типа КИПвЭВ (не бронированный), входящий в состав преобразователя ПИП.

Конструктивное исполнение преобразователя ПИП, блока БВП−3В, блока БК − настенное. Преобразователь ПИП, блок БВП-3В, блок БК имеют:

− вид взрывозащиты – «Взрывонепроницаемая оболочка d»;

− маркировку взрывозащиты – «1 Ex db IIC T5 Gb X».

Доступ в режим корректировки показаний газоанализаторов защищен программным способом. Механические узлы регулировки в газоанализаторах отсутствуют.

Заводской номер газоанализаторов ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 наносится методом УФ-печати на планке, расположенной на задней панели газоанализатора, в цифровом формате (рисунок 1 а).

Заводской номер газоанализаторов ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ наносится методом УФ-печати на планке, расположенной на шасси первичного преобразователя ПИП и на вводной коробке блока БВП-3В, в цифровом формате (рисунок 1б).

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено. Нанесение знака поверки не предусмотрено.

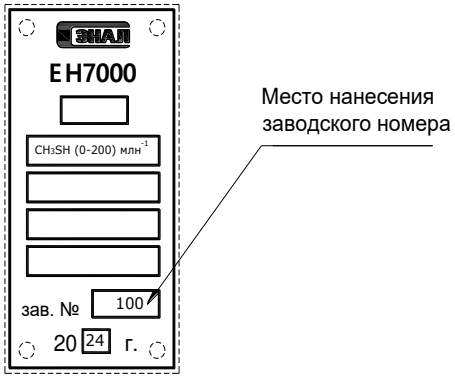


Рисунок 1а – Планка с маркировкой исполнений ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3

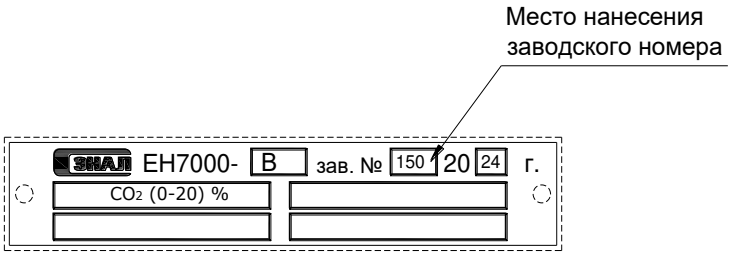


Рисунок 1б – Планка с маркировкой исполнений ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов ЕН7000, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП



Рисунок 3 – Общий вид газоанализаторов ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН



Рисунок 4 – Общий вид газоанализатора ЕН7000-Н



Рисунок 5 – Общий вид газоанализатора ЕН7000-ТХ



Рисунок 6 – Общий вид газоанализатора ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3



Рисунок 7 – Общий вид блока БВП-3В



Рисунок 8 – Общий вид преобразователя ЕН200В



Рисунок 9 – Общий вид преобразователя ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В

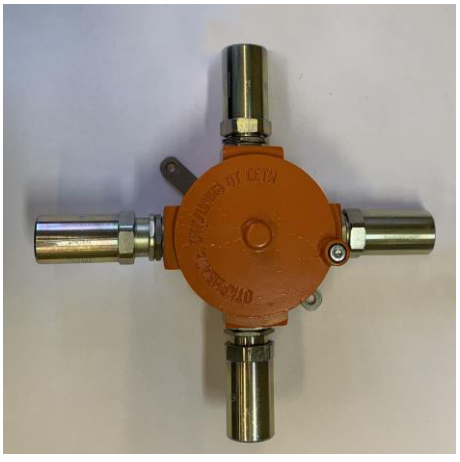


Рисунок 10 – Общий вид блока коммутации БК

Программное обеспечение

Программное обеспечение исполнений ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМ,

ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ включает встроенную программу EN7000.bin V1.1.01, предназначенную для:

- отображения информации о концентрации анализируемых компонентов на дисплее газоанализатора;
- управления режимами работы газоанализатора;
- управления внешними устройствами;
- приема и обработки входных аналоговых сигналов;
- переключения (вручную и автоматически) диапазонов измерений;
- выдачи информации о времени прогрева, времени наработки, наличии неисправности;
- формирования:
- сигналов о превышении порогов концентрации анализируемых компонентов;
- сигналов о состоянии газоанализатора;
- выходных токовых сигналов;
- выходного цифрового сигнала RS485;
- дискретных сигналов опторелейных выходов.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	EN7000.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.1.01
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Программное обеспечение исполнения ЕН7000-ТХ включает встроенную программу GTX4M-5-14, предназначенную для выдачи информации о времени прогрева, о времени наработки газоанализатора, о наличии неисправности, а также для установки порогов и проверки срабатывания сигнализации.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000-ТХ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GTX4M-5-14.HEX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V05.14
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Программное обеспечение исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 включает встроенную программу ЕН3000М.01.01, предназначенную для выдачи информации об измеряемой величине, о времени до окончания режима прогрева, о настройке выходного тока, об установке единицы измерений, о текущем значении температуры реакционной камеры, фотодетектора, деструктора озона и о текущем значении разрежения в реакционной камере.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЕН3000М.01.01.HEX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V01.01
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Метрологические и технические характеристики:

Таблица 5 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
	%	млн$^{-1}$	
Диоксид углерода (CO_2)	–	от 0 до 10	±10,0
	–	от 0 до 25	±7,0
	–	от 0 до 50	±7,0
	–	от 0 до 100	±5,0
	–	от 0 до 200	±4,0
	–	от 0 до 500	±4,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±2,5
	от 0 до 2,0	–	±2,0
	от 0 до 3,0	–	±2,0
	от 0 до 5,0	–	±2,0
	от 0 до 10,0	–	±2,0
	от 0 до 20,0	–	±2,0
	от 0 до 30,0	–	±2,0
	от 0 до 40,0	–	±2,0
	от 0 до 50,0	–	±2,0
	от 0 до 70,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
	%	млн$^{-1}$	
Оксид углерода (CO)	–	от 0 до 10	±12,0
	–	от 0 до 10	±18,0[2)]
	–	от 0 до 25	±10,0
	–	от 0 до 50	±7,0
	–	от 0 до 100	±5,0
	–	от 0 до 200	±4,0
	–	от 0 до 500	±4,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±2,0
	от 0 до 2,0	–	±2,0
	от 0 до 3,0	–	±2,0
	от 0 до 5,0	–	±2,0
	от 0 до 10,0	–	±2,0
	от 0 до 20,0	–	±2,0
	от 0 до 30,0	–	±2,0
	от 0 до 40,0	–	±2,0
	от 0 до 50,0	–	±2,0
	от 0 до 70,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0
Метан (CH_4)	–	от 0 до 50	±10,0
	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±6,0
	–	от 0 до 500	±4,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,15	–	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±2,0
	от 0 до 0,5	–	±2,0
	от 0 до 1,0	–	±2,0
	от 0 до 2,0	–	±2,0
	от 0 до 3,0	–	±2,0
	от 0 до 5,0	–	±2,0
	от 0 до 10,0	–	±2,0
	от 0 до 20,0	–	±2,0
	от 0 до 30,0	–	±2,0
	от 0 до 40,0	–	±2,0
	от 0 до 50,0	–	±2,0
	от 0 до 70,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
	%	млн$^{-1}$	
Ацетилен (C_2H_2)	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±10,0
	–	от 0 до 500	±10,0
	–	от 0 до 1000	±10,0
	от 0 до 0,2	–	±6,0
	от 0 до 0,5	–	±6,0
	от 0 до 1,0	–	±5,0
	от 0 до 2,0	–	±5,0
	от 0 до 5,0	–	±4,0
	от 0 до 10,0	–	±4,0
	от 0 до 20,0	–	±4,0
Диоксид серы (SO_2)	–	от 0 до 25	±18,0
	–	от 0 до 50	±10,0
	–	от 0 до 100	±7,0
	–	от 0 до 200	±4,0
	–	от 0 до 500	±4,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±4,0
	от 0 до 2,0	–	±4,0
	от 0 до 3,0	–	±4,0
	от 0 до 5,0	–	±4,0
	от 0 до 10,0	–	±3,0
	от 0 до 20,0	–	±3,0
Диоксид серы (SO_2)	от 0 до 30,0	–	±3,0
	от 0 до 40,0	–	±3,0
	от 0 до 50,0	–	±3,0
	от 0 до 100,0	–	±3,0
Аммиак (NH_3)	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±8,0
	–	от 0 до 500	±6,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±4,0
	от 0 до 2,0	–	±4,0
	от 0 до 5,0	–	±4,0
	от 0 до 10,0	–	±4,0
	от 0 до 15,0	–	±4,0
	от 0 до 20,0	–	±4,0
	от 0 до 25,0	–	±4,0
	от 0 до 30,0	–	±4,0
	от 0 до 40,0	–	±4,0
	от 0 до 50,0	–	±4,0
	от 0 до 100,0	–	±3,0

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
	%	млн$^{-1}$	
Оксид азота (NO)	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±8,0
	–	от 0 до 500	±6,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±4,0
	от 0 до 2,0	–	±4,0
	от 0 до 3,0	–	±4,0
	от 0 до 5,0	–	±4,0
	от 0 до 10,0	–	±3,0
	от 0 до 20,0	–	±2,5
	от 0 до 30,0	–	±2,0
	от 0 до 40,0	–	±2,0
	от 0 до 50,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0
	от 80 до 100,0	–	±4,0
Закись азота (N_2O)	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±10,0
	–	от 0 до 500	±10,0
	–	от 0 до 1000	±7,0
	от 0 до 0,2	–	±7,0
	от 0 до 0,5	–	±5,0
	от 0 до 1,0	–	±4,0
	от 0 до 2,0	–	±4,0
Закись азота (N_2O)	от 0 до 3,0	–	±4,0
	от 0 до 5,0	–	±4,0
	от 0 до 10,0	–	±3,0
	от 0 до 20,0	–	±2,5
	от 0 до 30,0	–	±2,5
	от 0 до 40,0	–	±2,5
	от 0 до 50,0	–	±2,5
	от 0 до 100,0	–	±2,5
Метилмеркаптан (CH_3SH)	от 0 до 2,0	–	±8,0
	от 0 до 5,0	–	±8,0
Диоксид азота (NO_2)	–	от 0 до 100	±10,0
	–	от 0 до 200	±8,0
	–	от 0 до 250	±8,0
	–	от 0 до 500	±6,0
	–	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	–	±4,0
	от 0 до 0,5	–	±4,0
	от 0 до 1,0	–	±4,0

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
	%	млн$^{-1}$	
Пропан (C_3H_8)	от 0 до 1,0	–	±3,0
	от 0 до 2,0	–	±2,5
	от 0 до 5,0	–	±2,5
	от 0 до 10,0	–	±4,0
	от 0 до 20,0	–	±3,0
	от 0 до 50,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0
Н-бутан (C_4H_{10})	от 0 до 1,0	–	±3,0
	от 0 до 2,0	–	±2,5
	от 0 до 3,0	–	±2,5
Этилен (C_2H_4)	от 0 до 0,5	–	±3,0
	от 0 до 1,0	–	±3,0
	от 0 до 2,0	–	±2,5
	от 0 до 5,0	–	±2,5
	от 0 до 10,0	–	±2,5
	от 0 до 15,0	–	±2,0
	от 0 до 20,0	–	±2,0
	от 0 до 35,0	–	±2,0
	от 0 до 100,0	–	±2,0
Этан (C_2H_6)	от 0 до 1,0	–	±3,0
	от 0 до 2,0	–	±2,5
	от 0 до 5,0	–	±2,5
	от 0 до 10,0	–	±2,5
	от 0 до 20,0	–	±2,0
Примечания: [1)] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений [2)] для настройки и поверки данного исполнения используются ПГС с большими по значению пределами погрешности аттестации			

Таблица 6 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний объемной доли, %	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			абсолютной (Δ), млн$^{-1}$	относительной (δ), %
Гексафторид серы (SF_6)	от 0 до 0,2	от 0 до 0,03 включ.	±20,0	–
		св. 0,03 до 0,20	–	±7,0

Таблица 7 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м^3	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м^3	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			приведённой[1] (γ), %	относительной (δ), %
Оксид углерода CO	от 0 до 50	от 0 до 3 включ.	±20,0	–
		св. 3 до 50	–	±20,0
	от 0 до 75	от 0 до 30 включ.	±10,0	–
		св. 30 до 75	–	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±5,0	–
		св. 100 до 1000	–	±5,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±5,0	–
		св. 200 до 2000	–	±5,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±4,0	–
		св. 500 до 5000	–	±4,0
	от 0 до 10000	от 0 до 1500 включ.	±3,0	–
		св. 1500 до 10000	–	±3,0
Диоксид серы SO_2	от 0 до 500	от 0 до 125 включ.	±12,0	–
		св. 125 до 500	–	±12,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±10,0	–
		св. 250 до 1000	–	±10,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±7,0	–
		св. 500 до 5000	–	±7,0
	от 0 до 10000	от 0 до 1000 включ.	±4,0	–
		св. 1000 до 10000	–	±4,0
Аммиак NH_3	от 0 до 500	от 0 до 75 включ.	±10,0	–
		св. 75 до 500	–	±10,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±6,0	–
		св. 200 до 2000	–	±6,0
Диоксид азота NO_2	от 0 до 300	от 0 до 150 включ.	±10,0	–
		св. 150 до 300	–	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±8,0	–
		св. 250 до 1000	–	±8,0
	от 0 до 2000	от 0 до 500 включ.	±6,0	–
		св. 500 до 2000	–	±6,0

Примечание:
[1] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений

Таблица 8 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термокондуктометрическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
Водород в азоте H_2+N_2	от 0 до 0,5	±5,0
	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 5	±2,5
	от 0 до 10	±2,5
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 60	±2,0
	от 0 до 80	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 30 до 40	±2,5
	от 30 до 50	±2,0
	от 30 до 60	±2,0
	от 30 до 70	±2,0
	от 30 до 80	±2,0
	от 40 до 50	±2,5
	от 40 до 60	±2,5
	от 40 до 70	±2,0
	от 40 до 80	±2,0
	от 40 до 100	±2,0
	от 50 до 70	±2,0
	от 50 до 80	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 60 до 80	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
	от 95 до 100	±3,0
	от 98 до 100	±2,0
	от 99 до 100	±4,0
Водород в воздухе H_2+воздух	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 4	±2,5
Водород в диоксиде углерода H_2+CO_2	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 5	±2,5
	от 0 до 10	±2,5
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 60	±2,0
	от 0 до 80	±2,0

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
Водород в диоксиде углерода H_2+CO_2	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
	от 95 до 100	±2,0
Гелий в воздухе He+воздух	от 0 до 5	±3,0
	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
	от 95 до 100	±5,0
Диоксид серы в азоте SO_2+N_2	от 0 до 10	±2,0
	от 0 до 20	±2,0
Диоксид серы в воздухе SO_2+воздух	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
Диоксид углерода в азоте CO_2+N_2	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 30	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±3,0
Метан в азоте CH_4+N_2	от 0 до 100	±2,0
Гелий в азоте He+ N_2	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±3,0
	от 0 до 10	±2,5
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
	от 95 до 100	±5,0
Аргон в азоте Ar+N_2	от 0 до 3	±5,0
	от 0 до 5	±4,0
	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
Аргон в водороде $Ar+H_2$	от 97 до 100	±4,0
Аргон в воздухе Ar+воздух	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
Аргон в кислороде $Ar+O_2$	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
Водород в кислороде H_2+O_2	от 0 до 0,5	±4,0
	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 98 до 100	±2,0
Кислород в водороде O_2+H_2	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
Водород в аргоне H_2+ Ar	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±4,0
	от 0 до 10	±2,5
Гелий в аргоне He+Ar	от 0 до 30	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 10 до 25	±2,5
	от 80 до 100	±2,0
Водород в хлористом водороде H_2+ HCl	от 0 до 10	±3,0
Водород в аммиаке H_2+NH_3	от 0 до 1	±10,0
Водород в метане H_2+ CH_4	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
Азот в гелии N_2 + He	от 0 до 100	±2,0
Примечание: [1)] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 9 – Определяемый компонент, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термомагнитным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
Кислород O_2	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±3,0
	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 21	±2,0
	от 0 до 25	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 15 до 25	±4,0
	от 20 до 80	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±3,0
	от 95 до 100	±5,0
	от 98 до 100	±12,5
Примечание: [1)] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 10 – Определяемый компонент, диапазон измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с магнитопневматическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности газоанализатора, Δ, %
Кислород O_2	от 0 до 100	$\pm[0,05+0,005*\lvert(C-C_0)\rvert]$ C - числовое значение измеренной объёмной доли кислорода, % C_0 - числовое значение объёмной доли кислорода в сравнительном газе, %

Таблица 11 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной[1)] погрешности газоанализатора, %
Кислород в водороде O_2+H_2	от 0 до 1	± 4,0
Водород в кислороде H_2+O_2	от 0 до 2	± 4,0
Примечание: [1)] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 12 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с хемилюминесцентным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний объемной доли, млн$^{-1}$	Диапазон измерений объемной доли, млн$^{-1}$	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			абсолютной (Δ), млн$^{-1}$	относительной (δ), %
Оксид азота NO	от 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0
Суммарное содержание оксидов азота NO_X	от 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0
NO, NO_2, NOx	от 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0

Таблица 13 – Определяемый компонент, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с хемилюминесцентным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м^3	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м^3	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			приведённой[1)] (γ), %	относительной (δ), %
Оксид азота NO	от 0 до 750	от 0 до 75 включ.	±8,0	–
		св. 75 до 750	–	±8,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±8,0	–
		св. 200 до 2000	–	±8,0
Примечание: [1)] нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений				

Таблица 14 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от +5 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до 50 °С, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности газоанализатора, для:	
- оптико-абсорбционного измерительного канала	±0,5
- термокондуктометрического измерительного канала	±0,5
- термомагнитного измерительного канала:	
- для диапазонов измерения (от 95 до 100) %, (от 98 до 100) %	±0,7
- для остальных диапазонов измерения	±0,5
- магнитопневматического измерительного канала	±1,0
- термохимического измерительного канала	±0,3
Пределы допускаемой погрешности срабатывания порогового устройства, для всех исполнений, кроме ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3, ЕН7000-ТХ, в долях от пределов допускаемой основной погрешности газоанализатора	±0,2

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого времени работы газоанализатора без корректировки показаний (выходного сигнала), сутки, для: - оптико-абсорбционного, термомагнитного, термохимического, хемилюминесцентного измерительного канала - термокондуктометрического измерительного канала - магнитопневматического измерительного канала	 30 60 90
Время прогрева, мин, не более - ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ - ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ТХВ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 - ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ - ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ (после продувки сравнительным газом 1 час)	 120 60 75 10
Диапазон задания пороговых значений: - для газоанализаторов с оптико-абсорбционным, термокондуктометрическим, термомагнитным, магнитопневматическим измерительным каналом - для газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом	 от 0 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений от 10 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений

Таблица 15 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение питания переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	 230^{+23}_{-23} 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более: - ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В - ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ИКВ, - ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ТХВ - ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ - ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ - ЕН7000-ХЛ-1 - ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3	 100 40 50 20 65 200 600
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, ºС - относительная влажность (при температуре +35 ºС и более низких температурах без конденсации влаги), %, не более - атмосферное давление, кПа	 от +5 до +50 80 от 84,0 до 106,7

Продолжение таблицы 15

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	
ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП, ЕН7000-ТХ	485×132×350/370*
ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН	500×390/410*×225
ЕН7000	485×132×540/560*
ЕН7000-Н	500×690/710*×225
ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ:	
-преобразователь ПИП	295×370×225
-блок БВП-3В	210×200×310
ЕН7000-ИКВ:	
-преобразователь ПИП	295×700×225
-блок БВП-3В	210×200×310
ЕН7000-ХЛ-1	485×140×520
ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3:	
- блок измерительный ЕН320-02, ЕН320-03	485×140×420
- конвертер ЕН310, ЕН310-01	485×140×350
ЕН7000-В:	
- 2-3 преобразователя ПИП (в зависимости от исполнения)	-
- блока БВП-3В	210×200×310
- блок БК	330×95×330
Масса, кг, не более	
ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП, ЕН7000-ТХ	15
ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН	16
ЕН7000, ЕН7000-Н	20
ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ:	
-преобразователь ПИП	20
-блок БВП-3В	20
ЕН7000-ИКВ:	
-преобразователь ПИП	25
-блок БВП-3В	20
ЕН7000-В:	
- 2-3 преобразователя ПИП	-
- блока БВП-3В	20
- блок БК	3
ЕН7000-ХЛ-1	15
ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3:	
- блок измерительный ЕН320-02, ЕН320-03	15
- конвертер ЕН310, ЕН310-01	11
Маркировка взрывозащиты газоанализаторов ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-ТХВ, ЕН7000-МПВ	1Ex db IIC T5 Gb X
* газоанализатор имеет в своём составе защитный кожух (IP54)	

Таблица 16 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	50000

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

Комплектность средства измерений

Таблица 17 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-____	ЛНПК2.840.266-____	1 шт.
Комплект запасных частей и принадлежностей	ЛНПК4.070.445-___	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК4.075.171-___	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2 .840.266 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 18 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП (ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В)	ЛНПК4.070.413-_____	1 компл.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП ЕН200В	ЛНПК4.070.341	1 компл.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП ЕН800В	ЛНПК4.070.590-_____	1 компл.
Комплект ЗИП БВП-3В	ЛНПК4.075.414	1 компл.
Комплект монтажных частей БВП-3В	ЛНПК4.075.148	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-02 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 19 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП	ЛНПК4.070.445-_____	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК.4.075.171-_____	1 компл
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-12 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 20 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-ТХ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-ТХ	ЛНПК2.840.266-15	1 шт.
Комплект ЗИП	ЛНПК4.070.197	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК4.075.076	1 компл
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-15 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.

Таблица 21 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП ЕН310	ЛНПК4.070.432	1 компл.
Комплект монтажных частей ЕН310	ЛНПК4.075.162	1 компл.
Комплект ЗИП ЕН320	ЛНПК4.070.394	1 компл.
Комплект монтажных частей ЕН320	ЛНПК4.075.133	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-17 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.

Таблица 22 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-В

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-В	ЛНПК2.840.266-02	1 шт.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП (ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В)	ЛНПК4.070.413-___	до 3 компл.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП ЕН200В	ЛНПК4.070.341	до 3 компл.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП ЕН800В	ЛНПК4.070.590-___	до 3 компл.
Комплект ЗИП БВП-3В	ЛНПК4.075.414	1 компл.
Комплект монтажных частей БВП-3В	ЛНПК4.075.148	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-02 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 3 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ЛНПК2.840.266 РЭ, ЛНПК2.840.266-02 РЭ, ЛНПК2.840.266-12 РЭ, ЛНПК2.840.266-15 РЭ, ЛНПК2.840.266-17 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ГОСТ 13320–81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

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

ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP);

ГОСТ 31610.0–2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования;

ГОСТ 60079-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 1. Оборудование с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемые оболочки d»;

ТУ 4215-014-29035580-2016 Газоанализаторы ЕН7000. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «ЭНАЛ» (АО «ЭНАЛ»)
ИНН 7717011584
Адрес: 129226, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная, д. 12А, стр. 1, эт. 5, помещ. I, ком. 25
Тел./факс: (499) 181-20-22
E-mail: info@enal.ru.

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплекте «Центрохимсерт» (АО «Центрохимсерт»)
Адрес: 115210, г. Москва, Электролитный пр-д, д. 1, к. 4, ком. 208
Телефон: (499) 750-21-51
E-mail: chemsert@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30081-12.

в части вносимых изменений

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, 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 «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 50692-12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы электронные CAU

Назначение средства измерений

Весы электронные CAU (далее - весы) предназначены для статического определения массы веществ и материалов.

Описание средства измерений

Конструктивно весы выполнены в едином корпусе и включают в себя следующие части: грузоприемное устройство, грузопередающее устройство, весоизмерительное устройство с показывающим устройством. Весы оснащаются ветрозащитной витриной.

Общий вид весов представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид весов CAU

Принцип действия весов основан на компенсации массы взвешиваемого груза электромагнитной силой, создаваемой системой автоматического уравновешивания. Электрический сигнал, изменяющийся пропорционально массе взвешиваемого груза, преобразуется в цифровой код. Результаты взвешивания выводятся на дисплей.

Весы снабжены следующими устройствами (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройство автоматической и полуавтоматической установки нуля (Т.2.7.2.3 и Т.2.7.2.2);

- устройство выборки массы тары (устройство взвешивания тары) (Т.2.7.4.2);
- устройство предварительного задания массы тары (Т.2.7.5);
- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);
- устройство первоначальной установки нуля (Т.2.7.2.4);
- цифровое показывающее устройство с отличающимся делением (3.4.1);
- устройство выбора единиц измерений (2.1).

Весы снабжены следующими функциями:

- взвешивание в различных единицах измерения массы (г, мг, кар);
- взвешивание в процентах;
- подсчет числа одинаковых изделий по их массе;
- внутренняя юстировка весов (кроме весов CAUY);
- автоматическая юстировка весов (кроме весов CAUY и CAUX);
- сигнализация о превышении нагрузки.

Весы оснащены интерфейсом RS-232 для связи с периферийными устройствами (например, персональный компьютер, принтер и т.п.).

Питание весов осуществляется от адаптера сетевого питания.

Весы выпускаются в модификациях CAUY-120, CAUX-120, CAUW-120, CAUY-220, CAUX-220, CAUW-220, CAUX-320, CAUW-320, CAUW-120D, CAUW-220D, отличающихся метрологическими характеристиками.

Обозначение модификаций весов CAU имеет вид $CAUX_1\text{-}X_2X_3$, где:

X_1 - Y (если присутствует) – модификация без встроенного юстировочного груза;

- X (если присутствует) – модификация со встроенным юстировочным грузом;
- W (если присутствует) – модификация со встроенным юстировочным грузом, функцией юстировки в заданное время (периодическая юстировка), подсветкой дисплея;

X_2 - обозначение максимальной нагрузки (Max), в граммах;

X_3 - D (если присутствует) – модификация весов CAUW с двумя значениями действительной цены деления (d).

На маркировочной табличке весов указывают:

- обозначение типа весов;
- класс точности (I);
- значения Max, Min, e, d;
- торговую марку изготовителя или его полное наименование;
- торговую марку или полное наименование представителя изготовителя для импортируемых весов;
- серийный номер;
- диапазон температур;
- знак утверждения типа;
- идентификатор программного обеспечения.

Серийный номер весов, состоящий из 9 цифр, наносится на маркировочную табличку, расположенную на задней стенке корпуса весов. Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 2.

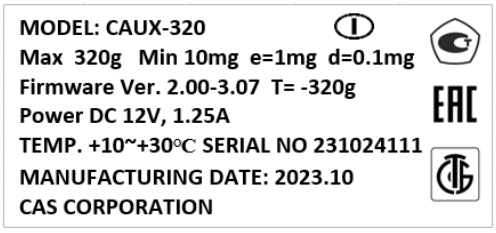


Рисунок 2 – Маркировочная табличка весов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов является встроенным и полностью метрологически значимым.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее весов при их включении.

Переход в сервисный режим, позволяющий изменять ПО и настройки весов, возможен только сервисным инженером на специальном оборудовании. Вскрытие корпуса весов не дает возможности получить доступ к электронным настройкам и ПО, поэтому пломбирование корпуса не требуется.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	CAU Firmware
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.32, 2.33, 2.34, 1.00-3.XX, 2.00-3.XX*
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-
Примечание: * X - принимает значения от 0 до 9. Идентификационное наименование ПО, цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) и алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО не используется на устройствах при работе со встроенным ПО	

Метрологические и технические характеристики

Максимальная (Max) и минимальная (Min) нагрузки, поверочное деление (*e*), число поверочных делений (*n*), действительная цена деления (*d*), интервалы нагрузки (*m*) и пределы допускаемой погрешности (mpe) приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Обозначение модификаций				
	CAUY-120 CAUX-120 CAUW-120	CAUY-220 CAUX-220 CAUW-220	CAUX-320 CAUW-320	CAUW-120D	CAUW-220D
Max, г	120	220	320	120	220
Min, мг	10	10	10	1	1
Действительная цена деления, *d*, мг	0,1	0,1	0,1	до 42 г-0,01 св. 42 г-0,1	до 82 г-0,01 св. 82 г-0,1
Поверочный интервал, *e*, мг	1	1	1	1	1
Число поверочных интервалов (*n*)	120000	220000	320000	120000	220000
Класс точности по ГОСТ OIML R 76-1-2011	I				
Диапазон уравновешивания тары	100 % Max				

Наименование характеристик	Обозначение модификаций				
	CAUY-120 CAUX-120 CAUW-120	CAUY-220 CAUX-220 CAUW-220	CAUX-320 CAUW-320	CAUW-120D	CAUW-220D
Диапазон температур, °С	от +10 до +30				
Электрическое питание – от сети переменного тока с параметрами: напряжение, В частота, Гц	 от 187 до 242 от 49 до 51				
Габаритные размеры весов, мм, не более	220x330x310				

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку, расположенную на корпусе весов, способом лазерной гравировки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование и обозначение	Количество
Весы электронные CAU	1 шт.
Адаптер сетевого питания	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 экз.

Примечание. Руководство по эксплуатации вместо бумажного носителя может предоставляться в электронном виде.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 6.2 «Взвешивание груза» документа «Весы электронные CAU. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ OIML R 76-1-2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания»;

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

Стандарт предприятия фирмы «CAS Corporation», Республика Корея.

Изготовитель

Фирма «CAS Corporation», Республика Корея

Адрес: #440-1 SUNGNAE-DONG GANGDONG-GU SEOUL, Республика Корея

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Тел.: +7 (495) 437 5577, факс: +7 (495) 437 5666
E-mail: Office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

в части вносимых изменений

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8
Телефон/факс: +7 (495) 491-78-12
E-mail: sittek@mail.ru
Web-сайт: www.kip-mce.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 62230-15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Новогорьковской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (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 распределенной функцией измерения.

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), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (далее - УСПД) (УСПД 1), линии связи сбора данных со счетчиков, каналообразующую аппаратуру, автоматизированное рабочее место (далее - АРМ) оператора и специализированное программное обеспечение (далее - ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя центральное устройство сбора и передачи данных (УСПД 2), сервер базы данных (далее -сервер БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированные рабочие места персонала и ПО «АльфаЦЕНТР», установленное в Центре сбора и обработки информации (далее - ЦСОИ) АИИС КУЭ.

Устройства 3-го уровня входят в состав АИИС КУЭ Сормовской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 62231-15 (далее - Рег. №).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по вторичным проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии.

В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по каналам связи поступает на входы УСПД 1, где осуществляется хранение измерительной информации, её обработка, в частности вычисление электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе УССВ, включающее в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС). Таймер УСПД 2 синхронизирован с метками времени УССВ, сличение происходит каждые 3 мин., корректировка времени УСПД 2 при расхождении со временем УССВ более чем на 1 с. УСПД 2 осуществляет коррекцию времени сервера и УСПД 1. Сличение времени УСПД 2 с сервером осуществляется не реже чем 1 раз в 30 мин, корректировка времени сервера происходит при расхождении со временем УСПД 2 более чем на 1 с. Сличение времени УСПД 2 с УСПД 1 осуществляется не реже чем 1 раз в 30 мин, корректировка времени УСПД 1 происходит при расхождении со временем УСПД 2 более чем на 1 с. Сличение времени счетчика со временем УСПД 1 происходит при опросе счетчика с периодичностью 1 раз в 30 минут, корректировка времени счетчика происходит при расхождении со временем УСПД 1 более чем на 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) указанных устройств до момента коррекции и после коррекции.

Маркировка заводского номера и дата выпуска АИИС КУЭ наносятся на этикетку, расположенную на корпусе УСПД 1 (ИВКЭ), типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ 001.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», идентификационные данные которого указаны в таблице 1. 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.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека ac_metrology2.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology2.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики измерительных каналов (далее - ИК) АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Наименование объекта и порядковый номер точки измерений		Состав ИК АИИС КУЭ							Вид энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД 2 (ИВК)	УСПД 1 (ИВКЭ)	Сервер	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 119	ТОГ-110 600/5 кл.т. 0,2S Рег. № 49001-12	НАМИ (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
2	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ 135	ТОГ-110 600/5 кл.т. 0,2S Рег. № 49001-12	НАМИ (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 12, ВЛ ТЭЦ - Пропилен	GSR 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 25477-06	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
4	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 14, ВЛ 114	ТРГ-110 II* 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 26813-06	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
5	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 17, ВЛ ТЭЦ - Кудьма	ТРГ-110 II* 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 26813-06	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
6	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 22, ВЛ ТЭЦ - БВК	GSR 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 25477-08	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
7	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, ф.3Ш	ТПОЛ-35 1000/5 кл.т. 0,5 Рег. № 5717-76 ТПОЛ-20 1000/5 кл.т. 0,5 Рег. № 5716-76	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, ф.12Ш	ТЛП-10 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 30709-06	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
9	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, ф.19Ш	ТПОФ 600/5 кл.т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
10	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, ф.41Ш	ТПОФ 600/5 кл.т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
11	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-110 кВ, яч. 23, КВЛ 110 кВ Новогорьковская ТЭЦ – Кудьма № 2	ТАТ 1200/5 кл.т. 0,2S Рег. № 29838-11	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
12	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-110 кВ, яч. 24, ВЛ 110 кВ Новогорьковская ТЭЦ – Кудьма № 3	ТАТ 1200/5 кл.т. 0,2S Рег. № 29838-11	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
13	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 2, ШОВ-1	GSR 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 25477-08	НАМИ (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
14	Новогорьковская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, яч. 18, ШОВ-2	GSR 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 25477-08	ОТЕF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч. 6, ввод 35 кВ 7Т	KSOH (4MC7) 2000/5 кл.т. 0,2S Рег. № 35056-07	GBE12-40,5 (4MT12-40,5) (35000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 35057-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
16	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 1СШ 35 кВ, яч. 11, ввод 35 кВ 1Т	KSOH (4MC7) 1250/5 кл.т. 0,2S Рег. № 35056-07	GBE12-40,5 (4MT12-40,5) (35000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 35057-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06					Активная Реактивная
17	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч. 14, ввод 35 кВ 2Т	KSOH (4MC7) 1250/5 кл.т. 0,2S Рег. № 35056-07	GBE12-40,5 (4MT12-40,5) (35000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 35057-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06					Активная Реактивная
18	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-35 кВ, 2СШ 35 кВ, яч. 19, ввод 35 кВ 6Т	KSOH (4MC7) 2000/5 кл.т. 0,2S Рег. № 35056-07	GBE12-40,5 (4MT12-40,5) (35000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 35057-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06					Активная Реактивная
19	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч. 2, ф.2Ш	ТПОЛ 20 1000/5 кл.т. 0,5 Рег. № 5716-76	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
20	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, ф.27Ш	ТПОЛ 20 1000/5 кл.т. 0,5 Рег. № 5716-76	НТМИ-6-66 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
21	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, 3СШ 6 кВ, ф.38Ш	ТПОФ 600/5 кл.т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	Новогорьковская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ, ГЩУ, панель 5	Т-0,66 300/5 кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 Рег. № 31857-06	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
23	Новогорьковская ТЭЦ, РУСН-0,4 кВ, ГЩУ, панель 13	Т-0,66 300/5 кл.т. 0,5S Рег. № 71031-18	-	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1 Рег. № 31857-06					Активная Реактивная
24	Новогорьковская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ, ф.36Ш	ТПОФ 600/5 кл.т. 0,5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 6000/100 кл.т. 0,5 Рег. № 831-53	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
25	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-220 кВ, яч. 7, КВЛ 220 кВ Новогорьковская ТЭЦ - Нижегородская	ТВ-ЭК 1000/1 кл.т. 0,2S Рег. № 74600-19	UDP 245 (220000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 48448-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
26	Новогорьковская ТЭЦ, РУ-220 кВ, яч. 4, КВЛ 220 кВ Новогорьковская ТЭЦ - Зелецино	ТВ-ЭК 1000/1 кл.т. 0,2S Рег. № 74600-19	UDP 245 (220000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 48448-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
27	Новогорьковская ТЭЦ, ГТУ-1	ТВ-СВЭЛ 10000/1 кл.т. 0,2S Рег. № 67627-17	UKM (15000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 51204-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
28	Новогорьковская ТЭЦ, ГТУ-2	ТВ-СВЭЛ 10000/1 кл.т. 0,2S Рег. № 67627-17	UKM (15000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 51204-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	Новогорьковская ТЭЦ, ТГ-6	ТШВ 15 6000/5 кл.т. 0,5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 (10000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 1593-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327 рег. № 41907-09	RTU-327 рег. № 41907-09	ProLiant DL360 Gen10	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Активная Реактивная
30	Новогорьковская ТЭЦ, ТГ-8	ТШ20 8000/5 кл.т. 0,2 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-20-63 (18000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,5 Рег. № 51674-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная
31	Новогорьковская ТЭЦ, КРУЭ-110 кВ, яч.25, КВЛ 110 кВ Новогорьковская ТЭЦ-НОРСИ	VIS WI 600/5 кл.т. 0,2S Рег. № 37750-08	OTEF 123 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 0,2 Рег. № 90015-23 НКФ-110 (110000:√3)/(100:√3) кл.т. 1,0 Рег. № 922-54	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					Активная Реактивная

Примечания

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

2 Допускается замена УСПД, УССВ 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 средств измерений.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cos φ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (±δ), %			
		$\delta_{1(2)\%P}$	$\delta_{5\%P}$	$\delta_{20\%P}$	$\delta_{100\%P}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 15 – 18 (ТТ-0,2S, ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,9	1,5	1,2	1,0	1,0
	0,8	1,6	1,3	1,1	1,1
	0,7	1,8	1,4	1,2	1,2
	0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
3-6, 14 (ТТ-0,5S, ТН-1,0, Сч.-0,2S)	1,0	2,2	1,5	1,4	1,4
	0,9	2,7	1,9	1,7	1,7
	0,8	3,2	2,2	1,9	1,9
	0,7	3,9	2,6	2,2	2,2
	0,5	5,9	3,7	3,1	3,1
7, 9, 10, 19 – 21, 24, 29 (ТТ-0,5, ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,9	-	2,4	1,5	1,2
	0,8	-	3,0	1,7	1,4
	0,7	-	3,6	2,0	1,6
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
8, 13 (ТТ-0,5S, ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,9	2,4	1,5	1,2	1,2
	0,8	3,0	1,8	1,4	1,4
	0,7	3,6	2,1	1,6	1,6
	0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
11, 12, 31 (ТТ-0,2S, ТН-1,0, Сч.-0,2S)	1,0	1,6	1,4	1,3	1,3
	0,9	1,8	1,6	1,5	1,5
	0,8	2,0	1,8	1,7	1,7
	0,7	2,3	2,0	1,9	1,9
	0,5	3,2	2,8	2,7	2,7
30 (ТТ-0,2, ТН-0,5, Сч.-0,2S)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,9	-	1,4	1,2	1,1
	0,8	-	1,6	1,3	1,2
	0,7	-	2,2	1,5	1,4
	0,5	-	2,4	1,8	1,6
22, 23 (ТТ-0,5S, Сч.-0,5S)	1,0	2,4	1,6	1,4	1,4
	0,9	2,8	2,1	1,7	1,7
	0,8	3,2	2,2	1,8	1,8
	0,7	3,8	2,4	1,9	1,9
	0,5	5,5	3,2	2,3	2,3
25 - 28 (ТТ-0,2S, ТН-0,2, Сч.-0,2S)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,9	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,1	0,9	0,9
	0,7	1,6	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,1	1,4	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cos φ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (±δ), %			
		$\delta_{1(2)\%P,}$	$\delta_{5\%P,}$	$\delta_{20\%P,}$	$\delta_{100\%P,}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \le I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \le I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 15 – 18 (ТТ-0,2S, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	3,1	2,5	2,2	2,2
	0,8	2,6	2,2	1,9	1,9
	0,7	2,3	2,1	1,8	1,8
	0,5	2,2	2,0	1,7	1,7
3-6, 14 (ТТ-0,5S, ТН-1,0, Сч.-0,5)	0,9	7,0	4,6	3,9	3,9
	0,8	5,0	3,4	2,9	2,9
	0,7	4,1	2,9	2,5	2,5
	0,5	3,2	2,5	2,2	2,2
7, 9, 10, 19 – 21, 24, 29 (ТТ-0,5, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	-	6,6	3,7	3,0
	0,8	-	4,7	2,8	2,3
	0,7	-	3,8	2,4	2,1
	0,5	-	3,0	2,1	1,9
8, 13 (ТТ-0,5S, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	6,6	3,8	3,0	3,0
	0,8	4,7	2,9	2,3	2,3
	0,7	3,8	2,6	2,1	2,1
	0,5	3,0	2,2	1,9	1,9
11, 12, 31 (ТТ-0,2S, ТН-1,0, Сч.-0,5)	0,9	4,0	3,5	3,3	3,3
	0,8	3,1	2,8	2,6	2,6
	0,7	2,8	2,5	2,3	2,3
	0,5	2,4	2,3	2,1	2,1
30 (ТТ-0,2, ТН-0,5, Сч.-0,5)	0,9	-	4,7	3,0	2,8
	0,8	-	2,6	2,3	2,2
	0,7	-	2,4	2,2	2,1
	0,5	-	2,2	2,1	2,0
22, 23 (ТТ-0,5S, Сч.-1,0)	0,9	7,1	4,7	3,9	3,9
	0,8	5,5	4,1	3,6	3,6
	0,7	4,8	3,9	3,5	3,5
	0,5	4,2	3,7	3,4	3,4
25 - 28 (ТТ-0,2S, ТН-0,2, Сч.-0,5)	0,9	2,9	2,2	1,9	1,9
	0,8	2,4	2,0	1,7	1,7
	0,7	2,2	1,9	1,7	1,7
	0,5	2,1	1,9	1,6	1,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ±5с					

Примечания:

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

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

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	31
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности, cosφ температура окружающей среды °С	 от 99 до 101 от 1 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - для ИК № 7, 9, 10, 19, 21, 24, 29, 30 - для ИК № 1 - 6, 8, 11 – 18, 22, 23, 25-28, 31 - коэффициент мощности cosφ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, ºС диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С - для счетчиков, ºС - для УСПД, ºС	 от 90 до 110 от 5 до 120 от 1 до 120 от 0,5 $_{инд}$ до 0,8 $_{емк}$ от 49,6 до 50,4 от -45 до +45 от +10 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ не менее, ч УССВ-2: - среднее время наработки на отказ не менее, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ не менее, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч	 120000 2 35000 74500 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки не менее, сут. УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии за месяц по каждому каналу не менее, сут. - сохранение информации при отключении питания не менее, лет Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний объектов и средств измерений не менее, лет	 113 45 5 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания сервера с помощью двух встроенных блоков питания, подключенных к двум отдельным источникам бесперебойного питания и подключения электропитания серверного шкафа к АВР;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты. Передача данных ведется по резервированным каналам связи корпоративной сети передачи данных до точки подключения к каналам связи провайдера сети Internet.

Регистрация событий
В журнале событий счетчика:
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекции времени в счетчике;
– попытки несанкционированного доступа.
в журнале УСПД:
– параметрирования;
– коррекции времени УСПД.
в журнале сервера:
– параметрирования;
– коррекции времени сервера.
Защищённость применяемых компонентов:
механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
–счетчика;
– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
– испытательной коробки.
защита информации на программном уровне:
– результатов измерений (при передаче используется ЭЦП);
– установка пароля на счетчики;
– установка пароля на УСПД;
– установка пароля на сервер.
Возможность коррекции времени в:
– счетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– сервере (функция автоматизирована).
Возможность сбора информации:
– о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
– о результатах измерений (функция автоматизирована).
Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора данных не реже 1 раз в 30 мин для проводных каналов связи (функция автоматизирована);
– сбора данных не реже 1 раз в сутки для каналов сотовой связи (функция автоматизирована).

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./экз.
Трансформатор тока	KSOH (4MC7)	12
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	6
Трансформатор тока	GSR	12
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ	6
Трансформатор тока	VIS WI	3
Трансформатор тока	ТАТ	6
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор тока	ТОГ-110	6
Трансформатор тока	ТПОЛ 20	5
Трансформатор тока	ТПОЛ-35	1
Трансформатор тока	ТРГ-110 II*	6
Трансформатор тока	ТПОФ	8
Трансформатор тока	ТШ20	3
Трансформатор тока	ТШВ 15	3
Трансформатор напряжения	GBE12-40,5 (4MT12-40,5)	6
Трансформатор напряжения	UDP 245	6
Трансформатор напряжения	UKM	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения	OTEF 123	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	2
Сервер	ProLiant DL360 Gen10	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	75687606.425210.004.ФО.01	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) Новогорьковской ТЭЦ Филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», 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. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс» (Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес: 603952, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, д.5, стр. 3, оф. 506
Телефон: +7 (831) 257-71-11
Факс: +7 (831) 257-71-27
E-mail: info.nn@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственныйрегиональный 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
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений

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: +7 (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 «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 80699-20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Зонды гидрологические SeaGuard RCM

Назначение средства измерений

Зонды гидрологические SeaGuard RCM (далее - зонды) предназначены для измерений скорости водного потока, температуры воды, удельной электрической проводимости (далее – УЭП) воды, гидростатического давления, массовой концентрации растворенного в воде кислорода.

Описание средства измерений

Принцип действия зондов гидрологических SeaGuard RCM основан на измерении океанографических параметров первичными измерительными преобразователями с последующим преобразованием полученных сигналов в цифровой код. Принцип действия первичных измерительных преобразователей (датчиков):

- скорости водного потока основан на эффекте Доплера. Четыре преобразователя излучают короткие импульсы вдоль узконаправленных лучей, эти же преобразователи фиксируют сигналы, отраженные от находящихся в воде взвешенных частицы (минеральные, планктон, пузырьки и т.д.), полученный при этом сдвиг частоты используются для расчета текущей скорости потока;
- температуры воды основан на зависимости электрического сопротивления чувствительного элемента от температуры окружающей среды;
- гидростатического давления основан на пьезорезистивном эффекте – изменении сопротивления от воздействия механического давления;
- УЭП воды – индуктивный, основанный на изменении магнитной проводимости при контакте с анализируемой средой;
- растворенного в воде кислорода – оптический, основанный на изменении интенсивности флуоресценции при взаимодействии с растворенным в воде кислородом.

Зонды выполнены в двух модификациях: SeaGuard RCM 9 IW и SeaGuard II DCP, отличающихся друг от друга наличием у модификации SeaGuard RCM 9 IW жидкокристаллического экрана, диапазоном измерений скорости водного потока и гидростатического давления.

Конструктивно зонды построены по модульному принципу и представляют из себя измерительную платформу с регистратором данных, линиями связи и разъемами для подключения датчиков: скорости водного потока ZPulse и DCPS 5400, температуры воды 4060, УЭП воды 4319 и 5819B, гидростатического давления 4117 и 5218A, мутности 4112, массовой концентрации растворенного в воде кислорода 4835 и 4330. Датчик скорости водного потока ZPulse входит в комплект поставки по умолчанию и представлен в двух исполнениях 4420/4520 (SW/DW). Датчики устанавливаются по запросу заказчика. Комплектация зонда указывается в его формуляре. Максимально возможное количество устанавливаемых датчиков - 6 штук.

Измерительная платформа зондов представляет собой электронный модуль, на передней панели которого расположены следующие элементы: жидкокристаллический дисплей (для модификации SeaGuard RCM 9 IW) для настройки зонда и программы измерений, кнопка включения питания, слот для SD карты. Для модификации SeaGuard RCM 9 IW сзади измерительной платформы устанавливаются 1-2 щелочные или литиевые батареи. Измерительная платформа помещается в герметичный титановый корпус.

Зонды оборудуются водонепроницаемым разъемом с серийным выходом RS-422. По кабелю, подключаемому к этому разъему, может также подаваться и электропитание, если зонд устанавливается на постоянной основе.

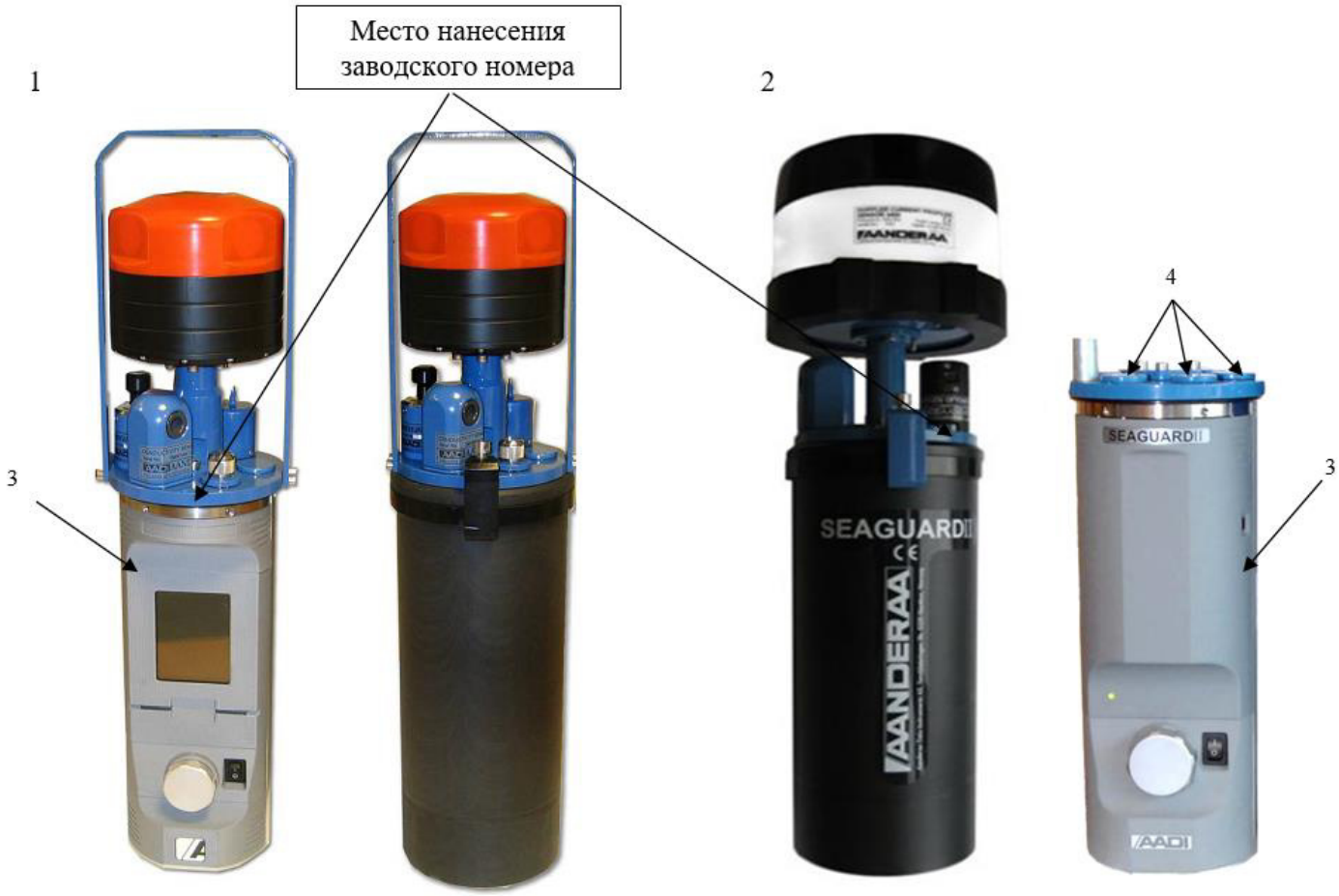
Заводской номер зонда, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом гравировки на измерительную платформу. Место нанесения заводского номера зонда приведено на рисунке 1.

Во всех модификациях зондов предусмотрено наличие подключаемой термокомпенсации результатов измерений.

Нанесение знака поверки на зонды не предусмотрено.

Общий вид зондов гидрологических SeaGuard RCM приведен на рисунке 1.

Пломбирование зондов не предусмотрено.



1 – модификация SeaGuard RCM 9 IW; 2 – модификация SeaGuard II DCP;
3 – измерительная платформа; 4 – разъемы для подключения датчиков

Рисунок 1 – Общий вид зонда гидрологического SeaGuard RCM с указанием места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Зонды имеют встроенное и автономное программное обеспечение (далее– ПО).

Встроенное ПО «Seaguard Image» для модификации SeaGuard RCM 9 IW и «Image» для модификации SeaGuard II DCP обеспечивает сбор, обработку, архивирование, передачу результатов измерений. Автономное ПО «ADDI Real Time Collector» обеспечивает сбор, обработку, проверку состояния и настройку зонда.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки)

Идентификационные данные (признаки)	Значения		
Идентификационное наименование ПО	Seaguard Image	Image	ADDI Real Time Collector
Номер версии (идентификационный номер) ПО	0.x[1)]	3.0.xxx[1)]	6.x.xx.x[1)]
[1)] x – метрологически незначимая часть ПО, может принимать значения от 0 до 9			

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости водного потока с датчиками ZPulse, м/с	от 0,02 до 3,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости водного потока, м/с	±(0,01+0,01·V[1)])
Диапазон измерений скорости водного потока с датчиком DCPS 5400, м/с	от 0,01 до 5,00
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости водного потока, м/с	±(0,01+0,03·V)
Диапазоны измерений температуры воды, °С	от -4,0 до +36,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воды, °С	±0,03
Диапазоны измерений УЭП воды, См/м	от 0,005 до 0,5 включ., св. 0,5 до 7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений УЭП в диапазоне от 0,005 до 0,5 См/м включ., См/м	±0,001
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений УЭП в диапазоне св. 0,5 до 7,5 См/м, %	±0,2
Диапазон измерений гидростатического давления, МПа - датчика гидростатического давления 4117A, 5218A - датчика гидростатического давления 4117B - датчика гидростатического давления 4117C - датчика гидростатического давления 4117D - датчика гидростатического давления 4117E - датчика гидростатического давления 4117F	 от 0 до 1,0 от 0 до 4,0 от 0 до 10,0 от 0 до 20,0 от 0 до 40,0 от 0 до 60,0
Пределы допускаемой приведенной (к верхнему пределу диапазона) погрешности измерений гидростатического давления, %	±0,02

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой концентрации растворенного в воде кислорода, мг/дм^3	от 0,2 до 16,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентрации растворенного в воде кислорода, %	±5,0
[1)] V- измеренная скорость водного потока, м/с	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний мутности, ЕМФ: - датчика мутности 4112 - датчика мутности 4112A - датчика мутности 4112B - датчика мутности 4112C	 от 0 до 25 от 0 до 125 от 0 до 500 от 0 до 750
Габаритные размеры (диаметр; высота), мм, не более - для модификации SeaGuard RCM 9 IW - для модификации SeaGuard II DCP	 143; 368 160; 585
Масса, кг, не более - для модификации SeaGuard RCM 9 IW - для модификации SeaGuard II DCP	 12,4 15,0
Интерфейс передачи данных	RS-422
Потребляемая мощность, Вт, не более	1,0
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока для модификации SeaGuard RCM 9 IW, В - напряжение постоянного тока для модификации SeaGuard II DCP, В	 от 6 до 14 от 12 до 30
Условия эксплуатации: - диапазон рабочих температур SeaGuard RCM 9 IW, °С - диапазон рабочих температур SeaGuard II DCP, °С	 от -5 до +50 от -5 до +40

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра «Зонды гидрологические SeaGuard RCM».

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность зондов

Наименование	Обозначение	Количество
Зонд гидрологический в составе*:	SeaGuard RCM	1 шт.
- датчик скорости водного потока	ZPulse, DCPS 5400	1 шт.
- датчик температуры воды	4060	1 шт.
- датчик УЭП воды	4319, 5819B	1 шт.

Продолжение таблицы 5

Наименование	Обозначение	Количество
- датчик гидростатического давления	4117, 5218A	1 шт.
Кабель	USB	1 шт.
Программное обеспечение на флеш-накопителе	ADDI Real Time Collector	1 шт.
Формуляр	Зонды гидрологические SeaGuard RCM	1 экз.
* Состав определяется при заказе		

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Зонды гидрологические SeaGuard RCM. Формуляр» в главе 2 «Конфигурация для работы в режиме реального времени».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Локальная поверочная схема Росгидромета для средств измерений средней скорости водного потока в диапазоне от 0,01 до 5,00 м/с, введена в действие приказом Росгидромета от 12 мая 2021 г. № 130;

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253;

Государственная поверочная схема для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 октября 2022 г. № 2653;

Государственная поверочная схема для средств измерений удельной электрической проводимости жидкостей, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2771;

Стандарт предприятия «Зонды гидрологические SeaGuard RCM».

Изготовитель

AANDERAA Data Instruments AS, Норвегия
Адрес: Sanddalsringen 5b N-5225 Nesttun, Norway
Телефон: +47 55 60 48 00; факс +47 55 60 48 01
Web-сайт: www.aanderaa.com
E-mail: aanderaa.info@xyleminc.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01
Факс: (812) 713- 01-14
E-mail: info@vniim.ru
Web-сайт: www.vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 59155-14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ВСВ ГХН

Назначение средства измерений

Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ВСВ ГХН (далее – АСДКУ или система) предназначена для непрерывных измерений, контроля и оперативного управления технологическим процессом обеззараживания воды (измерений объемного расхода и уровня гипохлорита натрия, измерений объемного расхода воды) Восточной станции водоподготовки (ВСВ) ОАО «Мосводоканал».

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на последовательных преобразованиях измеряемых величин.

Выходные аналоговые сигналы с датчиков поступают в модуль аналоговых входов контроллера, где преобразуются в цифровые сигналы. Преобразованные цифровые выходные сигналы модулей аналоговых входов по интерфейсу FIPIO передаются в процессорный модуль контроллера. Далее цифровые сигналы по средствам Ethernet передаются в локальную вычислительную сеть ВСВ на SCADA-сервер ГХН, АРМ дежурного диспетчера ВСВ и по корпоративной сети в центральное диспетчерское управление ОАО «Мосводоканал».

Контроллер осуществляет последовательный опрос всех датчиков с заданным интервалом, SCADA-сервер осуществляет контроль, вывод мгновенных и аварийных показаний. Аварийные значения архивируются и хранятся в базе данных SCADA-сервера. Вывод информации об авариях осуществляется на АРМ оператора с помощью специализированного ПО «iFIX».

Исполнение единичное, заводской номер системы № 002.

Система АСДКУ состоит из:

- первого уровня, включающего в себя первичные измерительные преобразователи;
- второго уровня, включающего в себя программируемые контроллеры и модули ввода-вывода.
- третьего уровня, включающего в себя серверное оборудование, осуществляющее сбор, хранение и передачу информации, автоматизированное рабочее место (АРМ) дежурного оператора, включающее персональный компьютер (ПК) для визуализации технологических параметров, выполнения расчетов, ведения протоколов, архивации данных, обработки измерительной информации.

Все части системы соединяются проводными линиями связи.

1. Первичные измерительные преобразователи (ПИП), обеспечивающие преобразование значений измеряемых технологических параметров в унифицированные сигналы силы постоянного тока:

- расходомеры электромагнитные с конвертерами сигналов OPTIFLUX, модификация 4100, с конвертером сигналов IFC 010, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) № 40075-13;

- расходомеры-счетчики электромагнитные OPTIFLUX, модификации 2100 и 4100, с конвертером сигналов IFC 100, рег. № 70495-18

- расходомеры ультразвуковые УРС- 002, рег. № 67520-17;

- уровнемеры микроволновые Micropilot, модификация FMR 50, рег. № 55965-13;

- уровнемеры ультразвуковые Prosonic M, модификация FMU43, рег. № 17670-13;

2. Второй уровень системы (ВИК) состоит из:

- модули аналоговых входов STBACI0320;

- контроллеры программируемые логические PLC Modicon с модулями ввода аналоговых сигналов серии Modicon Quantum 140 ACI 04000, рег. № 18649-09;

- модули аналогового ввода МВ210-101, рег. № 76920-19;

- модули аналоговые BMXAMI0810, рег. № 49662-12;

- изолированные модули аналоговjго ввода Modicon Premium, модификация TSXAEY810.

Максимальное количество АСДКУ с учетом возможности использования резервных каналов - 49. Полный перечень ИК системы приводится в руководстве по эксплуатации на систему.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, который однозначно идентифицирует систему, указывается в руководстве по эксплуатации системы, а также наносится несмываемым маркером на верхнюю внутреннюю часть двери шкафов, в левый угол, в соответствии с рисунком 3

Общая структурная схема АСДКУ представлена на рисунке 1. Общий вид стойки приборной снаружи и внутри представлен на рисунке 2.

Защита от несанкционированного доступа к системе предусмотрена в виде специальных замков на дверях электротехнических шкафов, запираемых ключами.

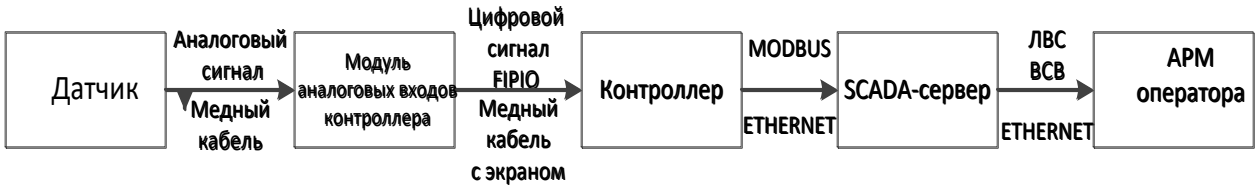


Рисунок 1 – Общая структурная схема АСДКУ



Рисунок 2 – Общий вид стойки приборной

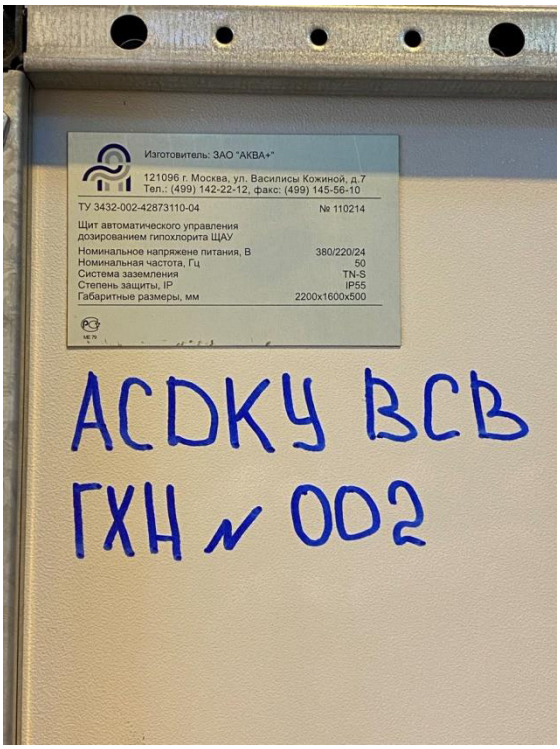


Рисунок 3 – Место нанесения заводского номера

Пломбирование системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) верхнего уровня системы являются SCADA FIX и SCADA iFIX. ПО не являются метрологически значимыми, т.к. их функциями является сбор, передача, архивирование и отображение информации, полученной от датчиков.

Для защиты ПО от несанкционированного доступа предусмотрен физический контроль доступа (отдельные запираемые помещения серверной) и программный контроль доступа (по логину и паролю с регистрацией успеха и отказа в доступе).

Уровень защиты ПО АСДКУ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) АСДКУ представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
Идентификационное наименование ПО	SCADA FIX	SCADA iFIX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 6.0	Не ниже 3.5
Цифровой идентификатор ПО	Не используется	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики ИК АСДКУ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование измеряемого параметра	Диапазон измерений	ПИП		ВИК		Характеристики погрешности ИК в рабочих условиях [2]
		Тип, выходной сигнал	Характеристики погрешности [1]	Структура	Пределы допускаемой погрешности в рабочих условиях [2]	
1	2	3	4	5	6	7
Расход перекачки ГХН	от 0 до 30,0 $м^3/ч$	OPTIFLUX 2100 OPTIFLUX 4100 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm(0{,}3 + \frac{0{,}1S}{X})$ %	ACI0320 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}4$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
Расход воды на разбавление	от 0 до 30 $м^3/ч$	OPTIFLUX 2100 OPTIFLUX 4100 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm(0{,}3 + \frac{0{,}1S}{X})$ %	ACI 04000 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}125$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
Расход воды на смесители	от 0 до 12500 $м^3/ч$	УРС 002 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm 1{,}0$ %	BMXAMI0810 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}1$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
				TSXAEY810 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}142$ %	
Расход воды на контактный резервуар 1	от 0 до 8000 $м^3/ч$	УРС 002 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm 1{,}0$ %	BMXAMI0810 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}1$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
Расход воды на контактные резервуары 2, 3	от 0 до 10000 $м^3/ч$	УРС 002 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm 1{,}0$ %	MB210-010 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}25$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
Расход воды на контактный резервуар 4	от 0 до 3000 $м^3/ч$ / от 0 до 10000 $м^3/ч$	УРС 002 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm 1{,}0$ %	BMXAMI0810 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}1$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Расход воды на БВО	от 0 до 8000 $м^3$/ч	УРС 002 от 4 до 20 мА	$\delta_п = \pm 1{,}0$ %	BMXAMI0810 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}1$ %	$\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ %
Уровень ГХН в приемных емкостях	от 0 до 2,5 м	FMR 50 от 4 до 20 мА	$\Delta_п = \pm 2$ мм	ACI0320 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}4$ %	$\gamma_{ик} = \pm(\frac{\Delta_П \cdot 100}{D} + \gamma_{вик})$ %
Уровень ГХН в расходных емкостях	от 0 до 9 м	FMR 50 от 4 до 20 мА	$\Delta_п = \pm 2$ мм	ACI 04000 – АРМ	$\gamma_{вик} = \pm 0{,}125$ %	$\gamma_{ик} = \pm(\frac{\Delta_П \cdot 100}{D} + \gamma_{вик})$ %
		FMU43 [2] от 4 до 20 мА	$\Delta_п = \pm 4$ мм (для D < 2 м) $\delta_п = \pm 0{,}2$ % (для D ≥ 2 м)	ACI 04000 – АРМ		$\gamma_{ик} = \pm(\frac{\Delta_П \cdot 100}{D} + \gamma_{вик})$ % (для D < 2 м) $\delta_{ик} = \pm(\delta_п + \frac{\gamma_{вик} \cdot D}{X})$ % (для D ≥ 2 м)

Примечания:

1 – Используемые обозначения:

- $\Delta_п$, $\delta_п$ – пределы допускаемых абсолютных и относительных погрешностей ПИП в рабочих условиях;
- $\gamma_{вик}$ – пределы допускаемых приведенных к диапазону измерений погрешностей ВИК в рабочих условиях;
- $\gamma_{ик}$, $\delta_{ик}$ – пределы допускаемых приведенных и относительных погрешностей ИК в рабочих условиях;
- D – диапазон измерений (значение разницы верхней и нижней границ выбранного диапазона измерений);
- X – измеренное значение в единицах измерения ПИП;
- S – измеренная площадь сечения внутреннего просвета трубопровода, $м^2$.

2 – нижняя граница диапазона измерений уровнемеров ультразвуковых Prosonic M, модификация FMU43 от 0,6 м

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование параметра	Значение
Нормальные и рабочие условия применения ПИП и ВИК	
Температура окружающей среды, ºС	от 15 до 25
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 5 до 80
Атмосферное давление, кПа	от 86 до 106,7
Напряжение питающей сети, В	от 198 до 242
Частота питающей сети, Гц	от 49 до 51

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	175200

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

Комплектность средств измерений

Таблица 5 – Комплектность поставки системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная автоматизированная диспетчерского контроля и управления АСДКУ ВСВ ГХН	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВСВ.002.2014 РЭ	1 экз.
Методика поверки с Изменением № 1	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
представлены в разделе1.4.1 «Определение метрологических характеристик» руководства по эксплуатации системы.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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».

Изготовитель

Акционерное общество «Мосводоканал» Восточная станция водоподготовки
Адрес: 105173, г. Москва, ул. Западная, д. 4
Телефон: (499) 780-98-84
Факс: (499) 780-16-12
E-mail: post@mosvodokanal.ru
Web-сайт: www.mosvodokanal.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46
Телефон: (495) 437-55-77
Факс: (495) 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru
Web-сайт: www.vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 75083-19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее — АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электроэнергии (мощности);

автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);

хранение результатов измерений;

передача результатов измерений в организации-участники оптового (розничного) рынка электроэнергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;

обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);

диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (далее — ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее — ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее — ТН), счетчики активной и реактивной электрической

энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (далее — ИВК) — технические средства для организации локальной вычислительной сети и программно-технический комплекс (далее — ПТК) АИИС КУЭ, включающий аппаратные средства и программное обеспечение (далее - ПО) для обеспечения функции хранения результатов измерений (далее - сервер БД) и программное обеспечение для сбора и доступа к данным, их конфигурации и формирования автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ).

ПТК АИИС КУЭ развёрнут в центре обработки данных (далее - ЦОД) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». АРМы развёрнуты в ЦОД и на рабочих местах специалистов.

На первом уровне первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы, которые по вторичным цепям поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии (измерительный канал). Измеренная электрическая энергия за интервал времени 30 мин записывается в энергонезависимую память счетчика.

На втором уровне происходит:

настройка параметров ИВК;

сбор данных из памяти счетчиков в БД;

хранение данных в БД;

формирование справочных и отчетных документов;

передача информации смежным субъектам электроэнергетики — участникам оптового рынка электрической энергии и мощности и в программно-аппаратный комплекс коммерческого оператора (далее - ПАК КО);

настройка, диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

поддержание точного времени в системе.

ПТК АИИС КУЭ производит сбор данных из памяти счетчиков электроэнергии и их хранение в БД, обработку, отображение, подготовку отчетных документов, а также формирование и передачу информации в виде утвержденных макетов в ПАК КО и другим участникам энергосистемы в рамках согласованных регламентов. ПТК имеет возможность двунаправленного обмена данными с другими ПТК как макетами утвержденных форм, так и данными в собственном формате. Отправка данных по электронной почте в XML-формате возможна с ЭЦП и без неё.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК ТИ, ПТК АИИС КУЭ (ИВК) и сервер времени) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда), привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является Метроном версии 1000 (производства ООО «Прайм Тайм Инжиниринг», регистрационный № 56465-14). ПТК АИИС КУЭ не менее одного раза в сутки синхронизирует часы с сервером времени при расхождении более чем на ±2 с (настраиваемый параметр). ПТК АИИС КУЭ синхронизирует часы счётчиков при сеансах связи при расхождении времени более чем на ±2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера БД отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 109. 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 программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» используется при учёте электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учёта и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

ПК «Энергосфера» не оказывает влияние на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Идентификационные данные ПК «Энергосфера», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ОС MS Windows	
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса), 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Linux-подобные ОС	
Идентификационное наименование ПО	libpso_metr.so
Цифровой идентификатор ПО	01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ
1		2	3	4	5
09.01	Генератор 1	IGD 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 38611-08	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
09.02	Генератор 2	IGD 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 38611-08	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
09.03	Генератор 3	IGD 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 38611-08	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
09.04	Генератор 4	IGD 2000/5 Кл. т. 0,2S Рег. № 38611-08	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
09.05	ГТ-1	GSR 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
09.06	ГТ-2	GSR 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 55008-13 Рег. № 25477-08	НАМИ-220 УХЛ1 220000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 20344-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
09.07	Фид. «Правый берег» яч.19	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S; Рег. № 30709-07	UGE 3-35 3000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
09.08	Фид. «Шлюз в/г» яч.21	ТЛП-10 100/5 Кл. т. 0,5S; Рег. № 30709-07	UGE 3-35 3000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
09.09	Фид. «Шлюз н/г» яч.29	ТЛП-10 150/5 Кл. т. 0,5S; Рег. № 30709-07	UGE 3-35 3000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
09.16	РТ-4	GSR 400/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 25477-08	ЗНОЛ 35000/√3/100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 46738-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
09.17	РТ-1	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	UGE 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
09.18	РТ-2	ТЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	UGE 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
09.19	Фид. «Эл. бойлерная» яч.6	ТЛП-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
09.20	Фид. «Эл. бойлерная» яч.13	ТЛП-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-11	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
09.21	Фид. 2 яч.2 «Поселок»	ТЛП-10 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
09.22	Фид. 3 яч.3 «Поселок»	ТЛП-10 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	Метроном версии 1000 Рег. № 56465-14
09.23	Фид. 4 яч.10 «Поселок»	ТЛП-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых 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 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.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности, (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
09.01, 09.02, 09.03, 09.04	Активная	0,5	2,0	±5
	Реактивная	1,1	2,2	
09.05, 09.06, 09.16	Активная	0,5	2,0	
	Реактивная	1,1	2,0	
09.07, 09.08, 09.09, 09.17, 09.18, 09.19, 09.20, 09.21, 09.22	Активная	1,2	5,1	
	Реактивная	2,5	4,6	
09.23	Активная	1,1	4,8	
	Реактивная	2,3	3,0	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности P=0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, cosφ - температура окружающей среды, °С:	 от 98 до 102 от 2 до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, cosφ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УССВ и сервера, °С	 от 95 до 105 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. От 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых компонентов: Электросчетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-06, рег. № 31857-11): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 1000 (рег. № 56465-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	 120000 100000 1 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - 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	 45 10 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

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

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика:
  – 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.

– наличие защиты на программном уровне:
– пароль на счетчиках электроэнергии;
– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:
– счетчиках электроэнергии (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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений
Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	IGD	12
Трансформатор тока	GSR	9
Трансформатор тока	ТЛП-10	30
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	30
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	3
Трансформатор напряжения	UGE	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW-4	8
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9
Устройство синхронизации частоты и времени	Метроном версии 1000	2
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1
Формуляр	ЭС-52-08/2017-Г9.ПС	1

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Нижне-Свирской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС» (ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)
ИНН 7802222000
Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, Большой Сампсониевский пр-кт, д. 87, лит. А
Адрес места осуществления деятельности: 196128, г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д. 11, лит. А
Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71
Факс: 8 (812) 368-02-72
E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)
Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1
Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75
Факс: 8 (812) 244-10-04
E-mail: letter@rustest.spb.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс» (ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23
Телефон: +7 (351) 951-02-67
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 92811-24

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, каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени 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/√3)/(100/√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/√3)/(100/√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/√3)/(100/√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		
6	КЛ 10 кВ Модуль 1 (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
7	КЛ 10 кВ Модуль 4 (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	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-19	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	КЛ 10 кВ Модуль 5 (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		
9	КЛ 10 кВ Модуль 6 (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		
10	КЛ 10 кВ Модуль 6 (ввод 2)	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		
11	КЛ 10 кВ Модуль 5 (ввод 2)	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		
12	КЛ 10 кВ Модуль 4 (ввод 2)	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		
13	КЛ 10 кВ Модуль 1 (ввод 2)	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		
14	КЛ 10 кВ Модуль 2 (ввод 2)	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		
15	КЛ 10 кВ Модуль 3 (ввод 2)	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		

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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{1(2)\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\ \%}$	$\delta_{20\ \%}$	$\delta_{100\ \%}$
		$I_{2\%} \le I_{изм} < I_{5\ \%}$	$I_{5\ \%} \le I_{изм} < I_{20\ \%}$	$I_{20\ \%} \le I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\ \%} \le I_{изм} \le I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3 (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
4 – 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (±Δ), с					5

Примечания

1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для cosφ=1,0 нормируются от $I_{1\%}$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для cosφ<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

Продолжение таблицы 4

1	2
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 «05» декабря 2024 г. № 2866

Регистрационный № 83207-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

– выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

– привязку результатов измерений к шкале времени UTC(SU);

– ведение журналов событий с данными о состоянии объектов измерений и средств измерений;

– периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений и журналов событий;

– хранение результатов измерений и журналов событий в базе данных в течение 3,5 лет;

– обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;

– разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;

– подготовка данных в виде электронного документа XML для их передачи по электронной почте внешним организациям;

– предоставление контрольного доступа к результатам измерений, и журналам событий по запросу со стороны внешних систем;

– обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

– диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

– ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ имеет двухуровневую структуру:

– 1-й уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН),

измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счётчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счётчики), установленные на присоединениях, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных;

– 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя сервер опроса и баз данных (далее – сервер БД), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приёма-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, её обработку и хранение, передачу отчётных документов коммерческому оператору, системному оператору и субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счётчиков. В счётчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счётчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учёта коэффициентов трансформации для счетчиков А1800 и ПСЧ-4ТМ.05МК, для остальных типов счетчиков - мгновенные значения умножаются на коэффициенты ТТ и ТН, внесенные в энергонезависимую память счетчиков. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Результаты вычислений сохраняются в регистрах памяти счётчиков с привязкой к шкале времени UTC (SU).

Для предотвращения искажения информации, передаваемой между уровнями ИИК ТИ и ИВК, производится вычисление и сравнение контрольных сумм, переданных и принятых данных.

ИВК выполняет следующие функции:

– сбор, первичную обработку и хранение результатов измерений и служебной информации ИИК ТИ;

– занесение результатов измерений и их хранение в базе данных ИВК;

– пересчёт результатов измерений с учётом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (для счетчиков А1800 и ПСЧ-4ТМ.05МК);

– визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;

– передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС», другим субъектам оптового рынка по протоколу SMTP в виде XML-файлов макетов 80020, 80030, 51070;

– ведение журнала событий ИВК;

– оформление справочных и отчётных документов.

Передача информации от сервера БД во внешние системы осуществляется посредством сети Internet с использованием выделенного канала связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), в которую входят часы сервера ИВК, счётчиков и блока коррекции времени ЭНКС-2. ЭНКС-2 формирует шкалу времени UTC(SU) путем обработки сигналов точного времени, полученных от навигационных спутниковых систем с помощью антенны ГЛОНАСС/GPS и передает ее в ИВК. Сличение часов сервера с часами ЭНКС-2 осуществляется каждые 10 минут, корректировка часов сервера происходит при поправке часов (расхождении) более чем на 0,5 с. Сличение часов счётчиков и часов сервера происходит при каждом обращении сервера к счётчику, корректировка часов счётчиков происходит при расхождении часов счётчика и часов сервера более чем ± 2 с.

Журналы событий счётчиков и сервера АИИС КУЭ содержат факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 2 наносится типографским способом в формуляр и на информационную табличку корпуса сервера БД. Заводские и (или) серийные номера средств измерений, входящих в состав измерительных каналов (ИК), с целью их идентификации, приведены в формуляре ГДАР.411711.078/4.02 ФО.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера» из состава системы автоматизированной информационно-измерительной «Энергосфера».

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
3	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 1 сш 10 кВ, яч.2, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
4	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 2 сш 10 кВ, яч.23, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 3 сш 10 кВ, яч.33, КЛ-10 кВ Город-33	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
6	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч.45, КЛ-10 кВ Город-45	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
7	ПС 110 кВ ГПП-4, ЗРУ-10 кВ, 4 сш 10 кВ, яч.46, КВЛ-10 кВ Город-46	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 22192-03	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-00	А1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
8	ПС 220 кВ ГПП-14, РУ-10 кВ, 1С, яч.104А	ТЛП-10 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 10000/100 Рег. № 16687-02	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
9	ПС 220 кВ ГПП-14, РУ-10 кВ, 2С, яч.201В	ТЛП-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 30709-06	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 16687-02	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
10	ПС 220 кВ ГПП-6, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 1Т	VAU Кл.т. 0,2S Ктт = 250/5 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
11	РП-38А 10 кВ, РУ-10 кВ, 1С, яч.4	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ Кольцевая-1	ELK-CT0 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 49474-12	VCU Кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13	ExpertMeter 720 (EM 720) Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 39235-13	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
13	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-110 кВ, яч.4, ВЛ-110 кВ Кольцевая-2	ELK-CT0 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 49474-12	VCU Кл.т. 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 53610-13	ExpertMeter 720 (EM 720) Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 39235-13	
14	ПС 220 кВ ГПП-6, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 2Т	VAU Кл.т. 0,2S Ктт = 250/5 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
15	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №1, яч.3	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 518-50	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
16	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №2, яч.3Б	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-10 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-53	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
17	ПС 220 кВ ГПП-1, ЗРУ-10 кВ №2, яч.15В	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
18	ПС 220 кВ ГПП-7, РУ-10 кВ, яч.14Д	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 7069-79	НОМ-10-66 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 4947-75	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
19	ПС 220 кВ ГПП-3А, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т2	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
20	ПС 220 кВ ГПП-3А, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ Т1	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
21	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-220 кВ, яч.5	CTSG Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 30091-05	СРА 72-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 47846-11	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
22	ПС 220 кВ ГПП-1, КРУЭ-220 кВ, яч.2	CTSG Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 30091-05	СРА 72-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 47846-11	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
23	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 1Т	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
24	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 2Т	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
25	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 5Т	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
26	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 3Т	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
27	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 4Т	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 37850-08	VAU-123/245/362 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 37850-08	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
28	ПС 220 кВ ГПП-7, ЗРУ-220 кВ, яч.5	ТГ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 18472-05	ЗНОГ-220У3 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 7082-79	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
29	ПС 220 кВ ГПП-7, ЗРУ-220 кВ, яч.8	ТГ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 18472-05	ЗНОГ-220У3 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 7082-79	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
30	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 1Т	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
31	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 2Т	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
32	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 5Т	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
33	ТП-2 10 кВ, РУ-10 кВ, 1С, яч.3	ТШ-ЭК-0,66 Кл.т. 0,5S Ктт =200/5 Рег. № 59785-15	I-TOR Кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68618-17	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
34	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 8Т	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
35	ПС 220 кВ ГПП-3, РУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 6Т	ТВ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 123-550 Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 15853-96	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
36	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-10 кВ, 1С, яч.33	ТПЛК-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 47958-16	ЗНОЛТ-10Т Кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 3640-73	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
37	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-10 кВ, 1С, яч.47	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2367-68	ЗНОЛТ-10Т Кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 3640-73	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
38	ПС 220 кВ ГПП-11, ЗРУ-10 кВ, 2С, яч.26	ТПЛ-10К Кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2367-68	ЗНОЛТ-10Т Кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 3640-73	РМ175 Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 34868-07	
39	ВЛ 10 кВ Торово-2 в сторону д.о.Торово ПАО Северсталь, оп.15, отпайка в сторону КТП-3 Торово 160/10 ОАО РЖД 10 кВ	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 7069-07	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 47583-11	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
40	РП-121 10 кВ, РУ-10 кВ, 1С, яч.6	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
41	РП-121 10 кВ, РУ-10 кВ, 2С, яч.28	ТПЛМ-10 / ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 2363-68 / 1276-59	НТМИ-10-66У3 Кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
42	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.3	ТФГ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. №57800-14	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
43	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.13	ТГФМ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. №52260-12	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
44	ТЭЦ-ЭВС-2, ЗРУ-220 кВ, яч.4. ОВВ	ТФГ-220 Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/1 Рег. № 57800-14	ЗНОГ Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	РМ175-Е Кл.т. 0,2S/1 Рег. № 41968-09	
45	ПС 220 кВ ГПП-12, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 1Т	VAU Кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
46	ПС 220 кВ ГПП-12, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 2Т	VAU Кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
47	ПС 220 кВ ГПП-12, ЗРУ-220 кВ, Ввод 220 кВ 3Т	VAU Кл.т. 0,2S Ктт = 400/1 Рег. № 53609-13	VAU Кл.т. 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 53609-13	BINOM339 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 60113-15	
48	РУ 0,4 кВ МВ-2, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
49	ШУ-0,4 кВ Шкаф учета ОАО РЖД, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	Меркурий 204 ARTMX2-02 POBHR Кл.т.1/2 Рег. №75755-19	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
50	ШУ мачты №9 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТШП Кл.т. 0,5S Ктт = 250/5 Рег. № 64182-16	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
51	РУ 0,4 кВ Здание ТМХ ЭлРЦ ПАО Северсталь, ШУ-0,4 кВ Смотровая вышка	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
52	ПСУ 0,4 кВ Прачечная, ШУ 0,4 кВ ГСК № 413А, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК № 413А	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
53	КНТП 10 кВ №36 К, ШУ №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Ложникова Е.П.	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 71031-18	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
54	ПСУ 0,4 кВ Фильтровальной станции, ШУ 0,4 кВ ГСК № 621 и ГСК Сталь (№ 220), КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК № 621	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
55	КНТП 10 кВ №36 К, ШУ №1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ИП Суворов Е.В.	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
56	ШУ 0,4 кВ ГСК № 678, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК № 678	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
57	ШУ 0,4 кВ Гаражные боксы, КЛ-0,4 кВ в сторону Гаражные боксы (Шапкин Е.Н)	Не используется	Не используется	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
58	ПСУ 0,4 кВ №19 СПЦ-2, ШПД 0,4 кВ ООО ТеплоГарант, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО ТеплоГарант	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 250/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
59	ПСУ 0,4 кВ №25 СПЦ №2, ШУ 0,4 кВ ГСК Детали и ГСК №235, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК Детали	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
60	ШУ 0,4 кВ ООО Доменстрой, КЛ-0,4 кВ в сторону ООО Доменстрой	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
61	ШУ 0,4 кВ Гаражные боксы, КЛ-0,4 кВ в сторону Гаражные боксы (Куликов Е.К.)	Не используется	Не используется	Меркурий 204 ARTMX2-02 DPOBHR Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	
62	ШУ 0,4 кВ ГСК №170, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
63	ШУ 0,4 кВ ООО ОКОР, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15
64	ШУ 0,4 кВ ГСК №672, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
65	ШУ 0,4 кВ ГСК №186, ввод 0,4 кВ	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
66	ПСУ 0,4 кВ Фильтровальной станции, ШУ 0,4 кВ ГСК № 621 и ГСК Сталь (№ 220), КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК Сталь (№ 220)	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
67	ШУ 0,4 кВ ГСК Компан, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
68	ШУ 0,4 кВ НОУ ДПО Учебный центр Системэнерго, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 Кт.т. 0,5S Ктт = 150/5 Рег. № 71031-18	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
69	КНТП 10 кВ №1Ж, ШУ 0,4 кВ ГСК № 596, КЛ - 0,4 кВ в сторону ГСК № 596	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	
70	ПСУ 0,4 кВ № 25 СПЦ № 2, ШУ 0,4 кВ ГСК Детали и ГСК № 235, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК № 235	Не используется	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
71	ШУ 0,4 кВ ГСК №274, ввод 0,4 кВ	ТТИ Кт.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 28139-12	Не используется	ЕМ133 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 58209-14	Сервер БД; Блок коррекции времени ЭНКС-2 Рег. № 37328-15

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счётчиков на аналогичные утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик;
2. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \le I_{изм} < I_5$		$I_5 \le I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \le I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \le I_{изм} \le I_{120}$	
		$\delta_{Wo}{}^{A}$ %	$\delta_{Wo}{}^{P}$ %	$\delta_{Wo}{}^{A}$ %	$\delta_{Wo}{}^{P}$ %	$\delta_{Wo}{}^{A}$ %	$\delta_{Wo}{}^{P}$ %	$\delta_{Wo}{}^{A}$ %	$\delta_{Wo}{}^{P}$ %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3, 4, 5, 6, 7	0,50	±4,8	±2,4	±3,0	±1,8	±2,2	±1,2	±2,2	±1,2
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	0,87	±2,2	±4,9	±1,5	±3,1	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
8	0,50	±2,1	±2,0	±1,7	±1,9	±1,4	±1,3	±1,4	±1,3
	0,80	±1,3	±2,4	±1,0	±2,1	±0,9	±1,6	±0,9	±1,6
	0,87	±1,2	±2,6	±0,9	±2,3	±0,8	±1,8	±0,8	±1,8
	1,00	±1,0	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
9, 11, 15 – 18, 37, 38	0,50	-	-	±5,4	±3,0	±2,9	±1,8	±2,2	±1,5
	0,80	-	-	±2,9	±4,6	±1,6	±2,6	±1,2	±2,1
	0,87	-	-	±2,5	±5,6	±1,4	±3,1	±1,1	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
10, 12 – 14, 19 – 32, 34, 35, 42-44	0,50	±1,8	±1,9	±1,3	±1,8	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
	0,80	±1,2	±2,2	±0,9	±1,9	±0,6	±1,3	±0,6	±1,3
	0,87	±1,1	±2,4	±0,8	±2,0	±0,6	±1,4	±0,6	±1,4
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33, 39	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
36	0,50	±4,8	±2,7	±3,0	±1,9	±2,2	±1,5	±2,2	±1,5
	0,80	±2,5	±4,1	±1,6	±2,8	±1,2	±2,1	±1,2	±2,1
	0,87	±2,2	±5,1	±1,4	±3,4	±1,1	±2,5	±1,1	±2,5
	1,00	±1,6	-	±1,1	-	±0,9	-	±0,9	-
40, 41	0,50	-	-	±5,5	±3,0	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,80	-	-	±3,0	±4,6	±1,7	±2,6	±1,4	±2,1
	0,87	-	-	±2,7	±5,6	±1,5	±3,1	±1,2	±2,4
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,2	-	±1,0	-
45 – 47	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-
48, 51, 52, 54, 59, 62, 64 – 66, 70	0,50	-	-	±1,1	±1,2	±0,7	±1,1	±0,7	±1,1
	0,80	-	-	±0,8	±1,5	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	0,87	-	-	±0,7	±1,7	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
49, 57, 61	0,50	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,80	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	0,87	-	-	±1,5	±2,5	±1	±2	±1	±2
	1,00	-	-	±1,5	-	±1	-	±1	-
50, 53, 55, 56, 58, 60, 63, 67, 68, 69, 71	0,50	±4,7	±2,6	±2,8	±2,0	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,80	±2,6	±4,0	±1,7	±2,7	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	0,87	±2,3	±4,9	±1,6	±3,1	±1,0	±2,1	±1,0	±2,1
	1,00	±1,8	-	±1,0	-	±0,8	-	±0,8	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

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

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9, 11, 15 – 18, 37, 38	0,50	-	-	±5,5	±4,1	±3,0	±3,5	±2,3	±3,4
	0,80	-	-	±2,9	±5,5	±1,7	±4,1	±1,4	±3,7
	0,87	-	-	±2,5	±6,6	±1,5	±4,5	±1,2	±4,0
	1,00	-	-	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-
10, 12 – 14, 19 – 32, 34, 35, 42-44	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
33, 39	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-
36	0,50	±4,8	±4,1	±3,0	±3,5	±2,3	±3,4	±2,3	±3,4
	0,80	±2,6	±5,2	±1,7	±4,2	±1,4	±3,7	±1,4	±3,7
	0,87	±2,3	±6,0	±1,5	±4,6	±1,2	±4,0	±1,2	±4,0
	1,00	±1,7	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-
40, 41	0,50	-	-	±5,7	±4,0	±3,3	±3,2	±2,6	±3,1
	0,80	-	-	±3,3	±5,3	±2,2	±3,7	±1,9	±3,4
	0,87	-	-	±3,0	±6,2	±2,0	±4,1	±1,8	±3,6
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,4	-	±1,3	-
45 – 47	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
48, 51, 52, 54, 59, 62, 64 – 66, 70	0,50	-	-	±1,8	±3,3	±1,6	±3,2	±1,6	±3,2
	0,80	-	-	±1,5	±3,5	±1,4	±3,3	±1,4	±3,3
	0,87	-	-	±1,5	±3,6	±1,4	±3,4	±1,4	±3,5
	1,00	-	-	±1,4	-	±1,4	-	±1,4	-
49, 57, 61	0,50	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,80	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	0,87	-	-	±2,8	±5,7	±2,5	±5,4	±2,5	±5,4
	1,00	-	-	±2,3	-	±1,9	-	±1,9	-
50, 53, 55, 56, 58, 60, 63, 67, 68, 69, 71	0,50	±4,9	±3,7	±3,1	±3,3	±2,3	±3,0	±2,3	±3,0
	0,80	±2,9	±4,7	±2,2	±3,8	±1,8	±3,2	±1,8	±3,2
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±4,1	±1,7	±3,4	±1,7	±3,4
	1,00	±2,3	-	±1,3	-	±1,1	-	±1,1	-
Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с									

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Примечание: I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ; I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ; I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ; I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ; I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ; $I_{изм}$ –силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ; δ_{Wo}^{A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии; δ_{Wo}^{P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии; δ_{W}^{A} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения; δ_{W}^{P} – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности P=0,95 при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.									

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	69
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С	 от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и СОЕВ - для сервера	 от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое / ручное
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации Электросчетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	90
Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надёжность системных решений:

− резервирование питания сервера посредством применения источника бесперебойного питания;

− резервирование питания счётчиков.

Регистрация событий с фиксацией времени и даты наступления:

− в журнале событий счётчика:
  - изменение данных и конфигурации;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе;
  - перерывы питания;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - факты и величина коррекции времени;
  - результаты автоматической самодиагностики;

− в журналах сервера БД:
  - изменение значений результатов измерений;
  - изменения коэффициентов ТТ и ТН;
  - изменение конфигурации;
  - замены счётчика;
  - величины коррекции системного времени;
  - события из журнала счётчиков.

Защищённость применяемых компонентов:

− механическая защита от несанкционированного доступа (установка пломб, знаков визуального контроля):
  - счётчика;
  - испытательной коробки;
  - измерительных цепей;
  - сервера ИВК;

− защита на программном уровне:
  - установка паролей на счётчик;
  - установка паролей на сервер;
  - установка паролей на АРМ пользователей.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра ГДАР.411711.078/4.02 ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	7
Трансформаторы тока	ТПЛК-10	2
Трансформаторы тока	ТГ-220	6
Трансформаторы тока	ТВ-220	21
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	12
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	3
Трансформаторы тока	ТПЛ-10К	4
Трансформаторы тока	ТТИ	24
Трансформаторы тока	CTSG	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	4
Трансформаторы тока	ELK-CT0	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	2
Трансформаторы тока	ТГФМ-220	3
Трансформаторы тока	ТФГ-220	6
Трансформаторы тока	ТШ-ЭК-0,66	3
Трансформаторы тока	ТШП	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 У3	6
Трансформаторы комбинированные	VAU-123/245/362	15
Трансформаторы комбинированные	VAU	15
Трансформаторы напряжения	СРВ 123-550	12
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛТ-10Т	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения	СРА 72-550	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	3
Трансформаторы напряжения	VCU	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-220У3	6
Трансформаторы напряжения	I-TOR	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики	ExpertMeter 720 (ЕМ 720)	2
Счетчики	РМ175	6
Счетчики	A1802RAL-P4GB-DW-4	5
Счетчики	РМ175-Е	25
Счетчики	ЕМ133	24

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики	BINOM339	3
Счетчики	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	1
Счетчики	Меркурий 204	3
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
ПО ИВК	ПК «Энергосфера»	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Северсталь» (ЧерМК). Формуляр	ГДАР.411711.078/4.02 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

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

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»)
ИНН 3528000597
Адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Мира, д. 30
Телефон: +7(8202) 53-09-00
E-mail: severstal@severstal.com

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Северсталь» (ПАО «Северсталь»)
ИНН 3528000597
Адрес: 162608, Вологодская обл., г. Череповец, ул. Мира, д. 30
Телефон: +7(8202) 53-09-00
E-mail: severstal@severstal.com

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60
E-mail: director@sniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.