

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 58600-14

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-3) для АО «ВЧНГ»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-3) для АО «ВЧНГ» (далее – система измерений) предназначена для автоматизированного измерения объемного расхода и количества свободного нефтяного газа.

Описание средства измерений

Принцип действия системы измерений основан на использовании косвенного метода измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, объема, температуры, давления свободного нефтяного газа.

Выходные сигналы расходомера-счетчика вихревого объемного, а также измерительных преобразователей давления и температуры газа поступают в контроллер измерительный FloBoss 107 (далее – контроллер) в реальном масштабе времени. Компонентный состав свободного нефтяного газа определяется в испытательной лаборатории в соответствии с ГОСТ 31371.7-2020, аккредитованной в системе аккредитации испытательных лабораторий на техническую компетентность для проведения работ в соответствии с областью аккредитации. По полученным измерительным сигналам и по данным компонентного состава газа контроллер по заложенному в нем программному обеспечению, с учетом значений условно-постоянных параметров, автоматически рассчитывает физические свойства свободного нефтяного газа в соответствии с ГСССД МР 113-03 и выполняет расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

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

Система измерений состоит из рабочей и контрольно-резервной измерительных линий.

Состав и технологическая схема системы измерений обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение в автоматическом режиме, индикацию и регистрацию объемного расхода газа при рабочих условиях по каждой измерительной линии и системы измерений в целом;
- автоматическое измерение, индикацию, регистрацию давления и температуры газа;

- автоматическое вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, по каждой измерительной линии и системы измерений в целом с учетом параметров качества газа;
- регистрацию и хранение результатов измерений в базе данных для последующей печати и формирования отчетов;
- возможность ручного ввода данных (компонентного состава газа, плотности газа при стандартных условиях, температуры точки росы по влаге, температуры точки росы по углеводородам, теплотворной способности газа);
- ручной отбор точечных проб газа;
- передача на верхний уровень учетных параметров системы измерений по существующим линиям связи;
- визуальный контроль температуры и давления газа на измерительных линиях;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами (введением паролей доступа) и механическим опломбированием соответствующих конструктивов и блоков.

Система измерений состоит из измерительных каналов объемного расхода, температуры, давления, устройства обработки информации, и вспомогательных компонентов, в состав которых входят следующие средства измерений:

- расходомер- счетчик вихревой объемный YEWFO DY 080 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 17675-09),
- датчик температуры 644 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39539-08),
- преобразователь избыточного давления измерительный 3051S (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 24116-08 или 24116-13),
- контроллер измерительный FloBoss 107 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 14661-08),
- манометр, термометр и барометр для местной индикации давления и температуры.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показатели СИ, входящих в состав СИКГ, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с эксплуатационной документацией.

Заводской номер 579 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, прикреплённую к трубопроводу СИКГ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы измерений.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) системы измерений базируется на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss 107. Программное обеспечение контроллера измерительного FloBoss 107 является встроенным и может быть модифицировано или загружено только при наличии соответствующих прав доступа.

Идентификация программного обеспечения контроллера измерительного FloBoss 107 может быть осуществлена по конфигурационному файлу для операционной системы.

Измерительные компоненты, образующие измерительные каналы, контроллер измерительный FloBoss 107 внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Сведения о программном обеспечении измерительных компонентов, контроллера измерительного FloBoss 107 указаны в соответствующей технической документации. ПО системы измерений имеет «высокий» уровень защиты по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Wet Gas MR113Props
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.00
Цифровой идентификатор ПО	0xD0E1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики системы измерений

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	свободный нефтяной газ
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 75,152 до 7981,687
Диапазон измерений объемного расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	от 37,576 до 1140,241
Диапазон избыточного давления газа, МПа	от 0,1 до 0,6
Диапазон температуры газа, °С	от минус 10 до плюс 25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема (объемного расхода) газа, приведенного к стандартным условиям, %	± 2,5
Количество измерительных линий, шт	2
Номинальный диаметр измерительного трубопровода, DN	80
Температура окружающего воздуха для установленных средств измерений, °С Контроллера измерительного, °С	от плюс 5 до плюс 36 от плюс 5 до плюс 36
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Относительная влажность окружающего воздуха, %	от 30 до 80
Напряжение питания, В	от 187 до 242
Частота питания, Гц	50±1
Срок службы, не менее, лет	15
Категория системы измерений по ГОСТ Р 8.733-2011	III
Класс системы измерений по ГОСТ Р 8.733-2011	Б

Знак утверждения типа наносится

в центре титульного листа инструкции по эксплуатации системы измерений типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность системы измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Система измерения количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ-3)	—	1
Паспорт	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 1333-2024 «ГСИ. Объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров газа (СИКГ-3 зав.№579) на аппараты Хитер-тригер установленная на УПН-1 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения». Свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-024/03-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГСССД МР 113-03 Методика ГСССД. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 Мпа;

Техническая документация ООО «ИМС Индастриз».

Изготовитель

Общество в ограниченной ответственностью «ИМС Индастриз»
(ООО «ИМС Индастриз»)

ИНН 7736545870

Адрес: 105187, г. Москва, ул. Щербаковская, д. 53, к. 15

Телефон: (495) 221-10-50

Факс: (495) 221-10-51

E-mail: ims@imsholding.ru

<http://www.imsholding.ru>

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научноисследовательский институт расходомерии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)

Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7А

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

E-mail: vniirpr@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30006-09.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Тел: 8 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 61678-15

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии типа МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии типа МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07 (далее по тексту – счетчики МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента мощности, частоты, среднеквадратических значений напряжений и силы переменного тока в электрических цепях переменного тока, а также для измерения показателей качества электрической энергии. Счетчики предназначены для организации многотарифного учета электрической энергии.

Счетчики МИР С-04 предназначены для непосредственного подключения к трехфазным четырехпроводным или однофазным цепям переменного тока с номинальным напряжением 220 В или 230 В. Счетчики МИР С-04 имеют функцию фазного учета электроэнергии и могут применяться как однофазные счетчики с возможностью одновременного подключения от одного до трех потребителей.

Счетчики МИР С-04 класса точности 0,2/0,2 предназначены для работы в трехфазных четырехпроводных или однофазных цепях переменного тока с номинальным напряжением 220 В или 230 В в автономном режиме в нормальных условиях по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, при температуре плюс (23 ± 3) °С и относительной влажности от 30 % до 80 %.

Счетчики МИР С-05 предназначены для непосредственного подключения к однофазным цепям переменного тока с номинальным напряжением 220 В или 230 В.

Счетчики МИР С-07 предназначены для работы в трехфазных трех и четырехпроводных цепях переменного тока с номинальным напряжением 57,7 В, 230 В или 220 В.

Счетчики МИР С-07 имеют цепи тока трансформаторного включения и цепи напряжения непосредственного или трансформаторного включения.

Счетчики МИР С-04 (за исключением счетчиков МИР С-04 класса точности 0,2/0,2), МИР С-05, МИР С-07 предназначены для эксплуатации:

- в автономном режиме;
- в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии;
- в составе совмещенных автоматизированных системах диспетчерского управления и автоматизированных системах контроля и учета электроэнергии;
- в составе автоматизированных систем управления наружным освещением.
- в составе систем телемеханики.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на вычислении действующих значений тока и напряжения, активной и реактивной электрической энергии, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента мощности и частоты сети переменного тока по измеренным мгновенным значениям входных сигналов тока и напряжения.

Счетчики имеют в своем составе входные датчики напряжения и тока, аналого-цифровой преобразователь, микроконтроллер, устройства хранения и отображения измеряемых и вычисленных величин и набор интерфейсов.

В качестве датчиков напряжения в счетчиках используются резистивные делители напряжения. В качестве датчиков тока используются трансформаторы тока или шунты.

Счетчики (в зависимости от кода) имеют дополнительный датчик для измерения тока в нейтральном проводе сети.

Аналого-цифровой преобразователь производит измерения и вычисление значений входных величин под управлением микроконтроллера. Также микроконтроллер управляет процессом записи измеренных и вычисленных величин в энергонезависимую память, ведением журналов событий и выводом данных в интерфейсы и на индикатор.

Структура условного обозначения.

Структура условного обозначения счетчиков МИР С-04 приведена на рисунке 1.

МИР С-04.X-X-X-X-X-X-X

Протокол обмена

P – протокол счетчиков НПО “МИР” на основе протокола DLMS
D – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС
M – протокол MODBUS
I – протокол МЭК

Дополнительные функции

E – счетчик наружной установки ¹⁾
S – счетчик внутренней установки на DIN-рейку ¹⁾
Z – разъем для внешней антенны ZigBee
F – разъем для внешней антенны радиомодема
G – разъем для внешней антенны сотовой связи

Функции

K – силовое реле
S – слаботочное реле
I – импульсные входы
T – вход ТС
N – контроль тока в нейтрали
L – резервное питание 24 В
H – резервное питание 230 В
Q – измерение показателей качества электроэнергии
D – дополнительный функционал
V – контроль внешних воздействий
M – интерфейс для установки универсального модуля связи

Тип интерфейса

G – интерфейс сотовой связи
R – интерфейс RS-485
P – интерфейс PLC
C – интерфейс CAN
E – интерфейс Ethernet
Z – интерфейс ZigBee
F – радиointерфейс
B – интерфейс Bluetooth
L – интерфейс LPWAN

Номинальный/максимальный ток

5(100) – номинальный ток 5 А (максимальный ток 100 А)

Номинальное напряжение

230 – номинальное фазное/линейное напряжение 3 × 230/400 В

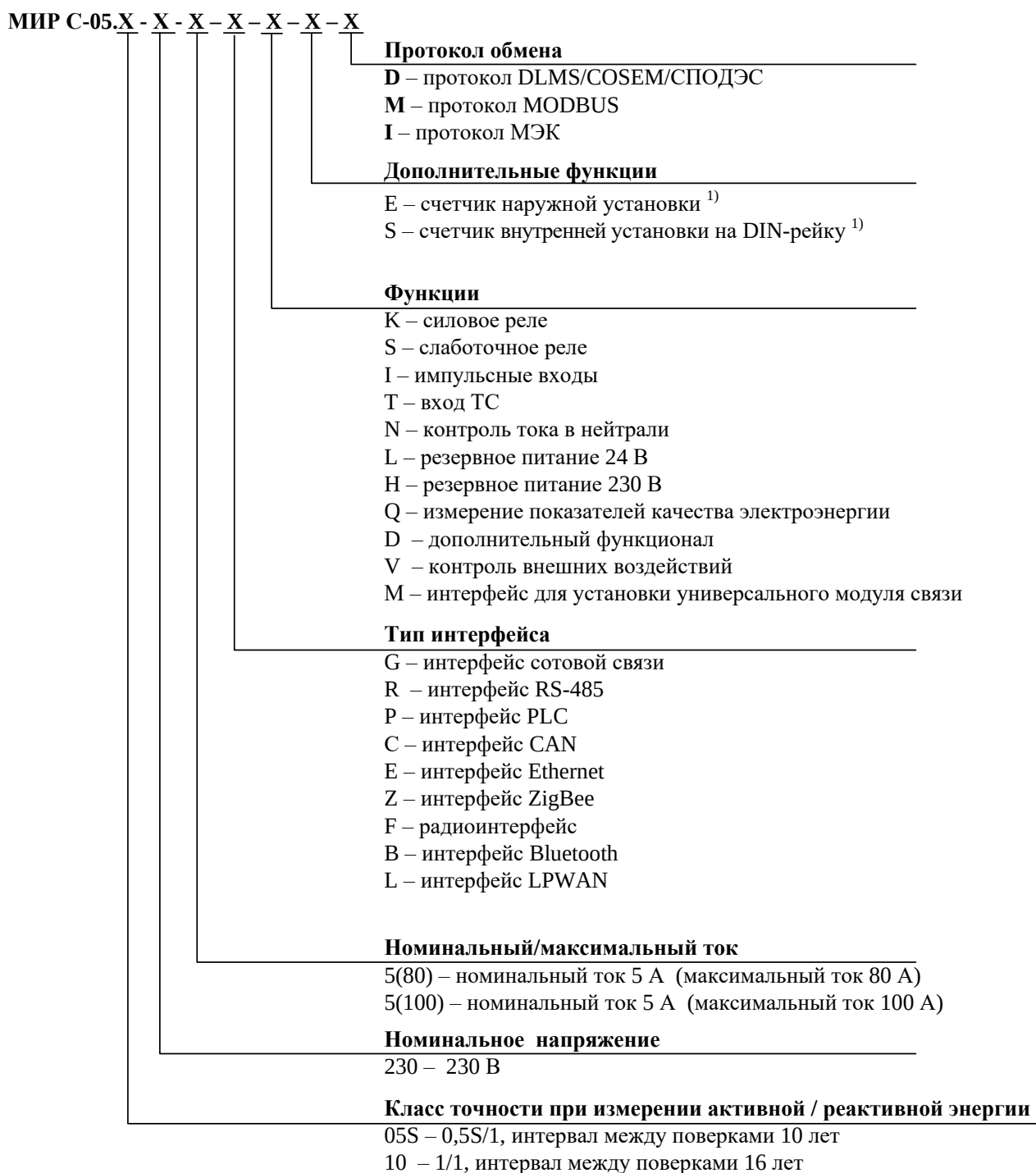
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии

02 – 0,2/0,2, интервал между поверками 10 лет
05S – 0,5S/1, интервал между поверками 10 лет
10 – 1/1, интервал между поверками 16 лет

¹⁾ При отсутствии символов «E» и «S» счетчик внутренней установки на щит

Рисунок 1 – Структурное обозначение счетчиков МИР С-04

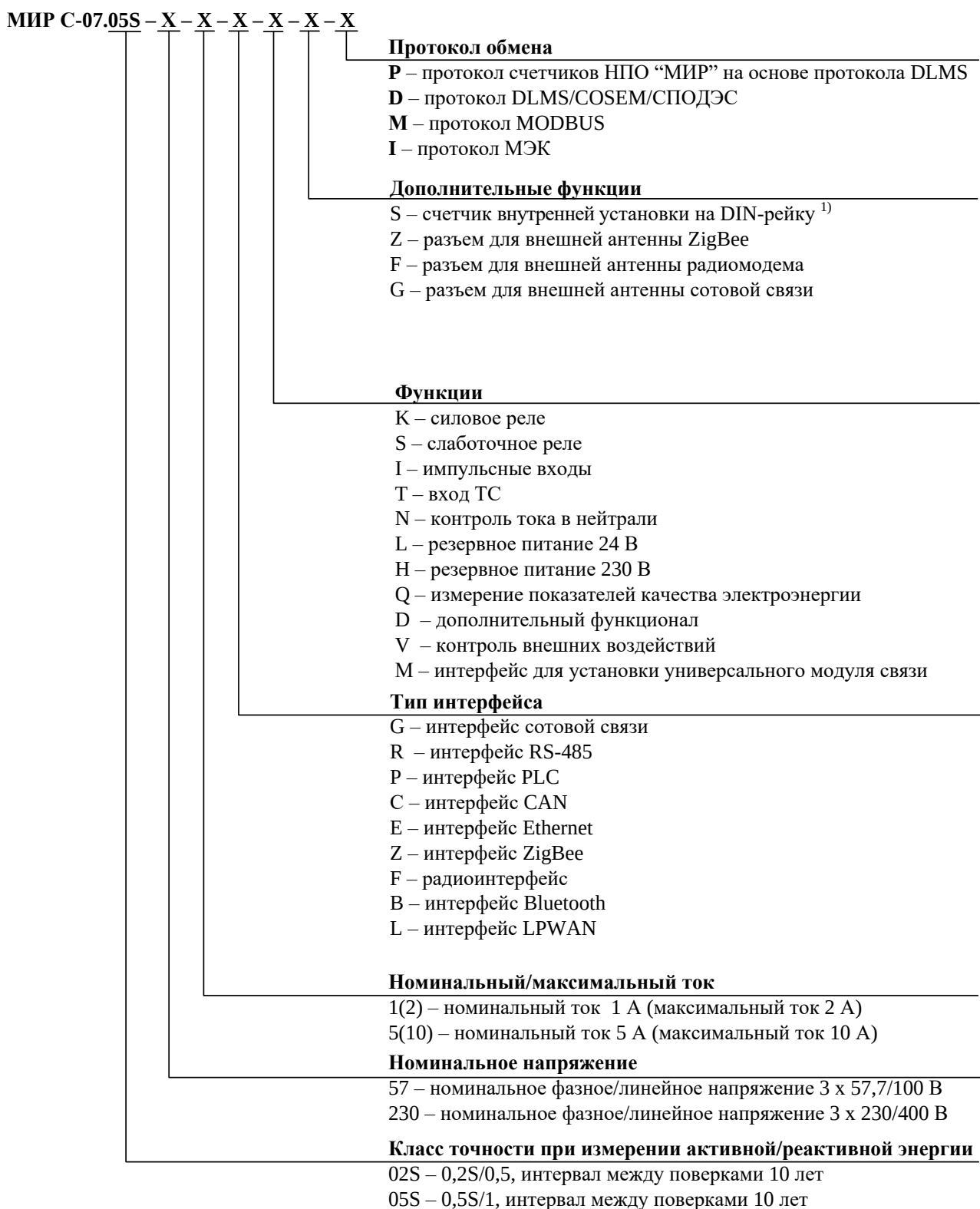
Структура условного обозначения счетчиков МИР С-05 приведена на рисунке 2.



¹⁾ При отсутствии символов «E» и «S» счетчик внутренней установки на щит

Рисунок 2 – Структурное обозначение счетчиков МИР С-05

Структура условного обозначения счетчиков МИР С-07 приведена на рисунке 3.



¹⁾ При отсутствии символа «S» счетчик внутренней установки на щит

Рисунок 3 – Структурное обозначение счетчиков МИР С-07

При наличии в счетчике нескольких интерфейсов, функций, дополнительных функций или протоколов обмена их коды записываются последовательно. Цифра после символа, обозначающего тип интерфейса, функцию, дополнительную функцию или протокол обмена, указывает на модификацию соответствующего функционала (не ставятся при отсутствии модификаций). Перечень поддерживаемых в счетчике интерфейсов, функций, дополнительных функций или протоколов обмена может быть расширен изготовителем функционалом, не влияющим на метрологические характеристики счетчика.

Последовательность задания кодов внутри групп тип интерфейса, функции, дополнительные функции и протоколы обмена произвольная. Пример записи счетчика при заказе:

Счетчик электрической энергии типа МИР С-04.10-230-5(100)-PZ1B-K-D.

Счетчики ведут многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений по четырем тарифам в двенадцати тарифных зонах по четырем типам дней.

Все регистрируемые счетчиками события фиксируются в журналах событий и затем хранятся в соответствующих архивах.

Счетчики (в зависимости от кода счетчика) обеспечивают измерение по классу S согласно ГОСТ Р 30804.4.30-2013 следующих показателей качества электроэнергии:

- положительного и отрицательного отклонения напряжения;
- отклонения частоты;
- провала напряжения;
- перенапряжения.

Счетчики имеют следующие интерфейсы связи: оптический порт, а также в зависимости от кода счетчика интерфейсы RS-485, PLC, CAN, Ethernet, ZigBee, Bluetooth, LPWAN, интерфейс сотовой связи и радиointерфейс.

Все интерфейсы счетчика являются равноприоритетными и независимыми.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи возможна как с помощью программного обеспечения «КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА» и «КОНФИГУРАТОР СЧЕТЧИКОВ МИР», так и с использованием программного обеспечения пользователей.

Доступ к конфигурации и данным счетчика защищен паролями (три уровня доступа).

Счетчики внутренней установки имеют в своем составе жидкокристаллический дисплей (далее – дисплей) для отображения измеренных и вычисленных параметров, а также дополнительной информации. Управление выводом информации на дисплей обеспечивается двумя или тремя кнопками управления, находящимися на лицевой панели счетчика.

Счетчики наружной установки не имеют встроенного дисплея и кнопок управления. Для считывания данных со счетчиков наружной установки используется удаленный дисплей потребителя МИР ДП-01 или МИР ДП-01.П.

Дисплей счетчиков внутренней установки имеет подсветку (в зависимости от кода счетчика), которая включается при нажатии любой из кнопок счетчика.

Счетчики (в зависимости от кода) позволяют управлять нагрузкой посредством встроенных силовых реле (с возможностью аппаратной блокировки срабатывания встроенных силовых реле), либо формировать сигналы управления внешними отключающими устройствами с помощью встроенных слаботочных реле по следующим критериям:

- по команде оператора, переданной по одному из интерфейсов счетчика;
- при превышении допустимого лимита потребляемой активной мощности;
- при превышении заданного порога по напряжению;
- при недопустимом перегреве счетчика;
- при превышении допустимого лимита потребляемого тока;

- при воздействии внешнего магнитного поля, превышающего установленные в ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 значения, в течение времени, заданного при конфигурировании;

- при превышении допустимого значения дифференциального тока;
- по годовому расписанию;
- и по другим критериям, приведенным в эксплуатационной документации.

Счетчики (в зависимости от кода счетчика) имеют не менее одного оптического испытательного выхода с параметрами по ГОСТ 31818.11.

Счетчики МИР С-04, МИР С-07 внутренней установки на щит имеют два испытательных электрических выхода:

- импульсный выход активной энергии прямого и обратного направлений;
- импульсный выход реактивной энергии прямого и обратного направлений.

Счетчики (в зависимости от кода счетчика) имеют входы телесигнализации и выходы телеуправления.

Счетчики (в зависимости от кода счетчика) имеют в составе сменный интерфейсный модуль. Установка и удаление сменного интерфейсного модуля не влияет на метрологические характеристики счетчика.

Общий вид счетчиков и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначения мест нанесения знака поверки, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа представлены на рисунках 4-13.

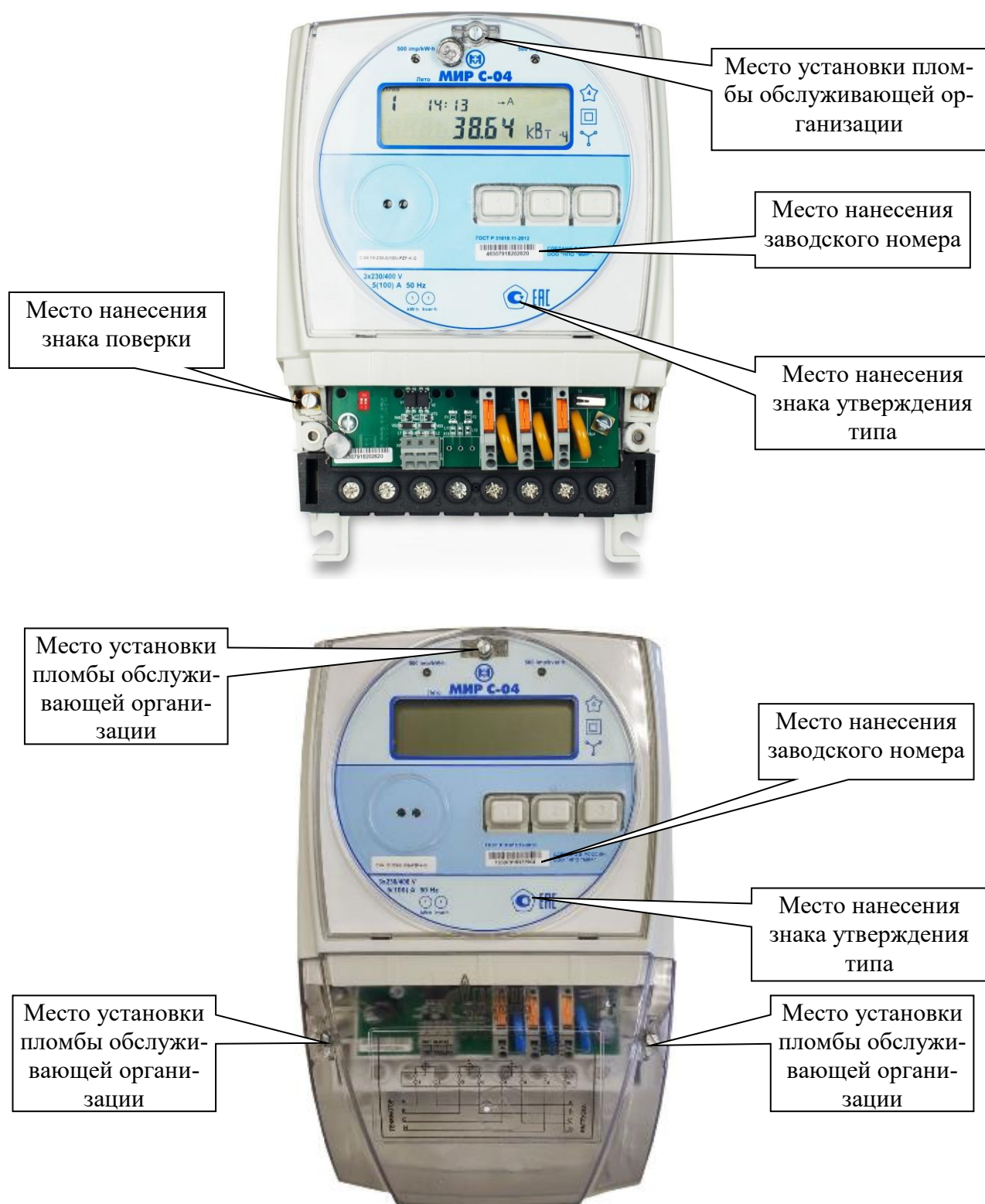


Рисунок 4 – Общий вид счетчиков МИР C-04 внутренней установки на щит и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

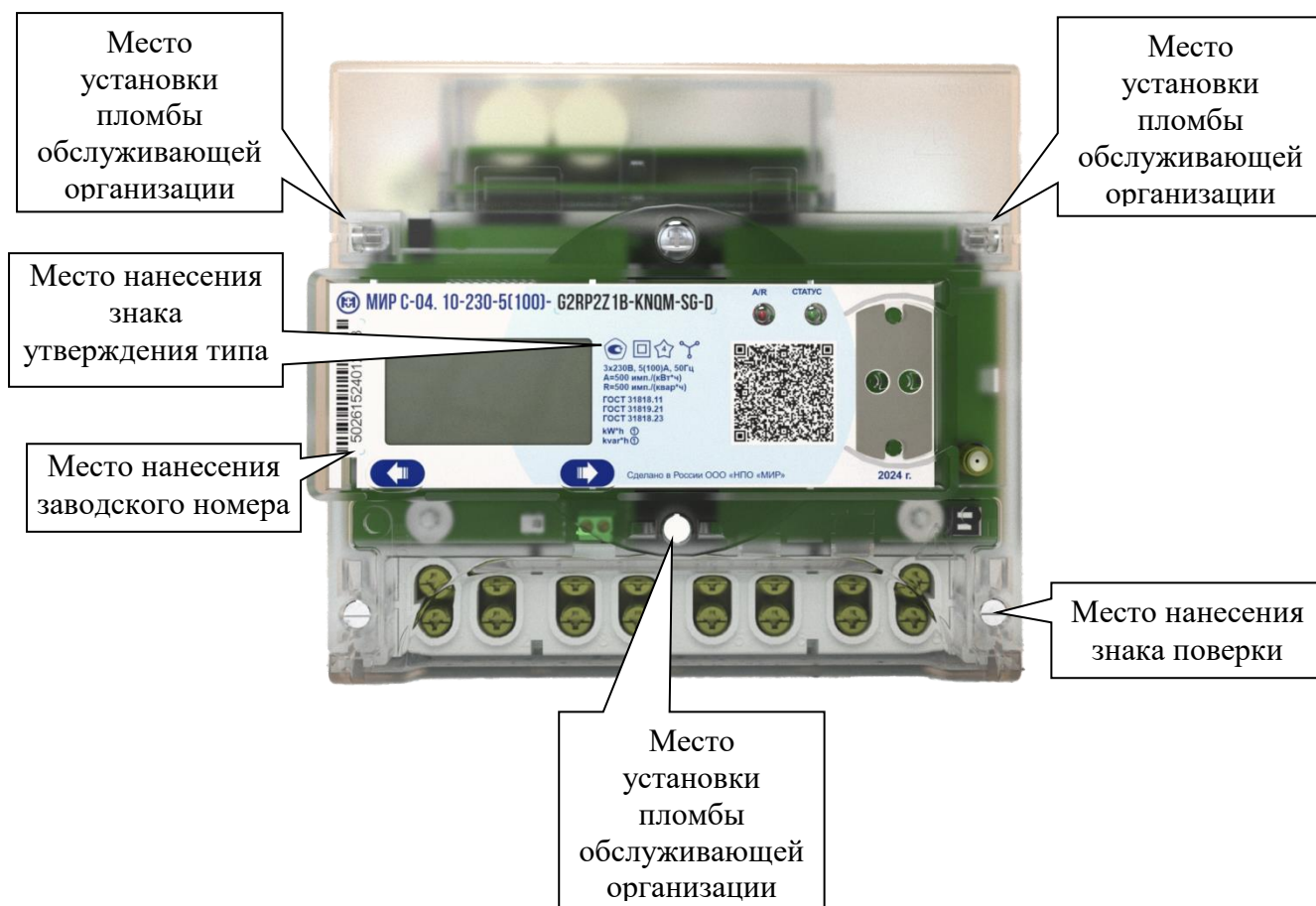


Рисунок 5 – Общий вид счетчиков МИР С-04 внутренней установки на DIN-рейку и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

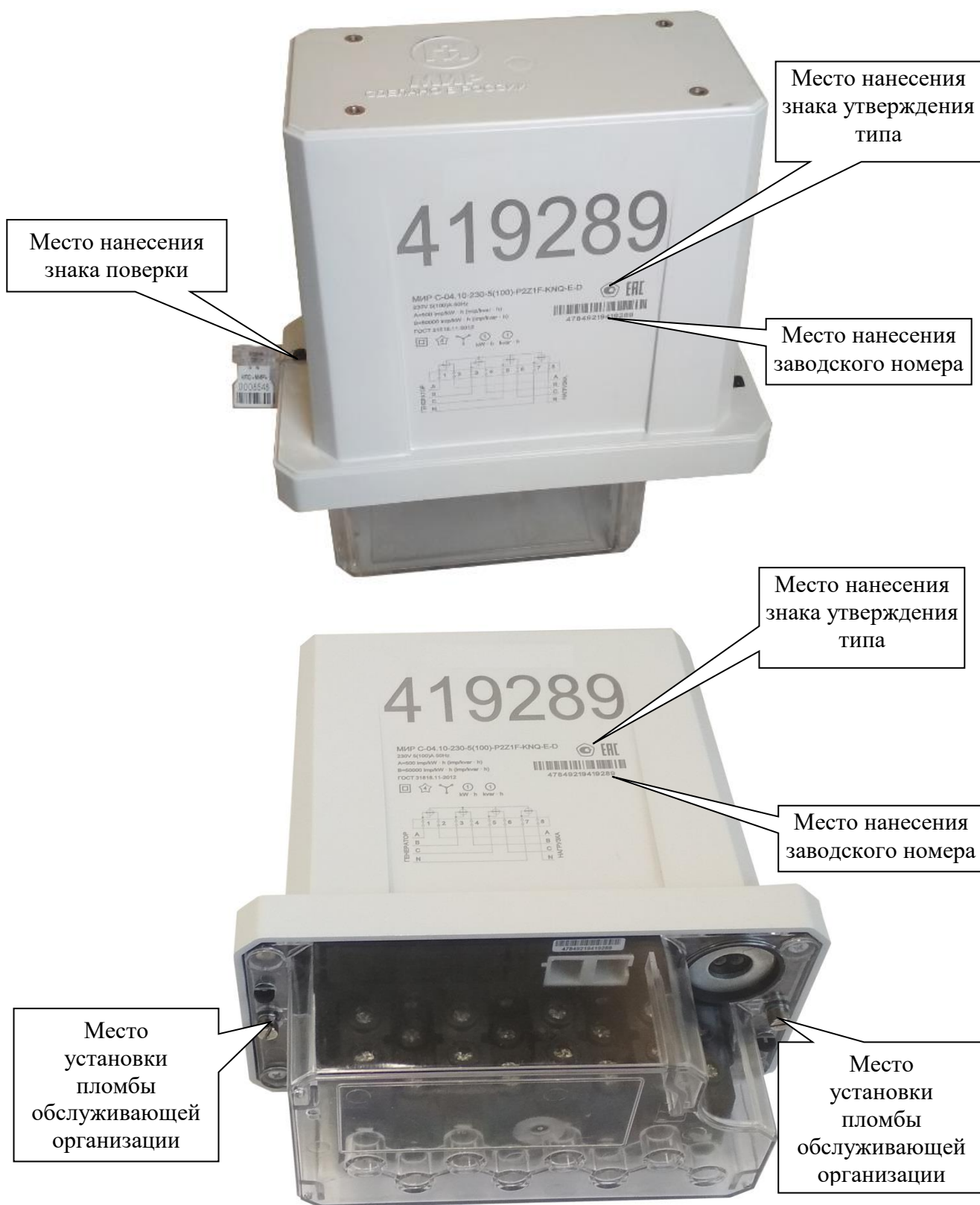


Рисунок 6 – Общий вид счетчиков МИР С-04 наружной установки и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

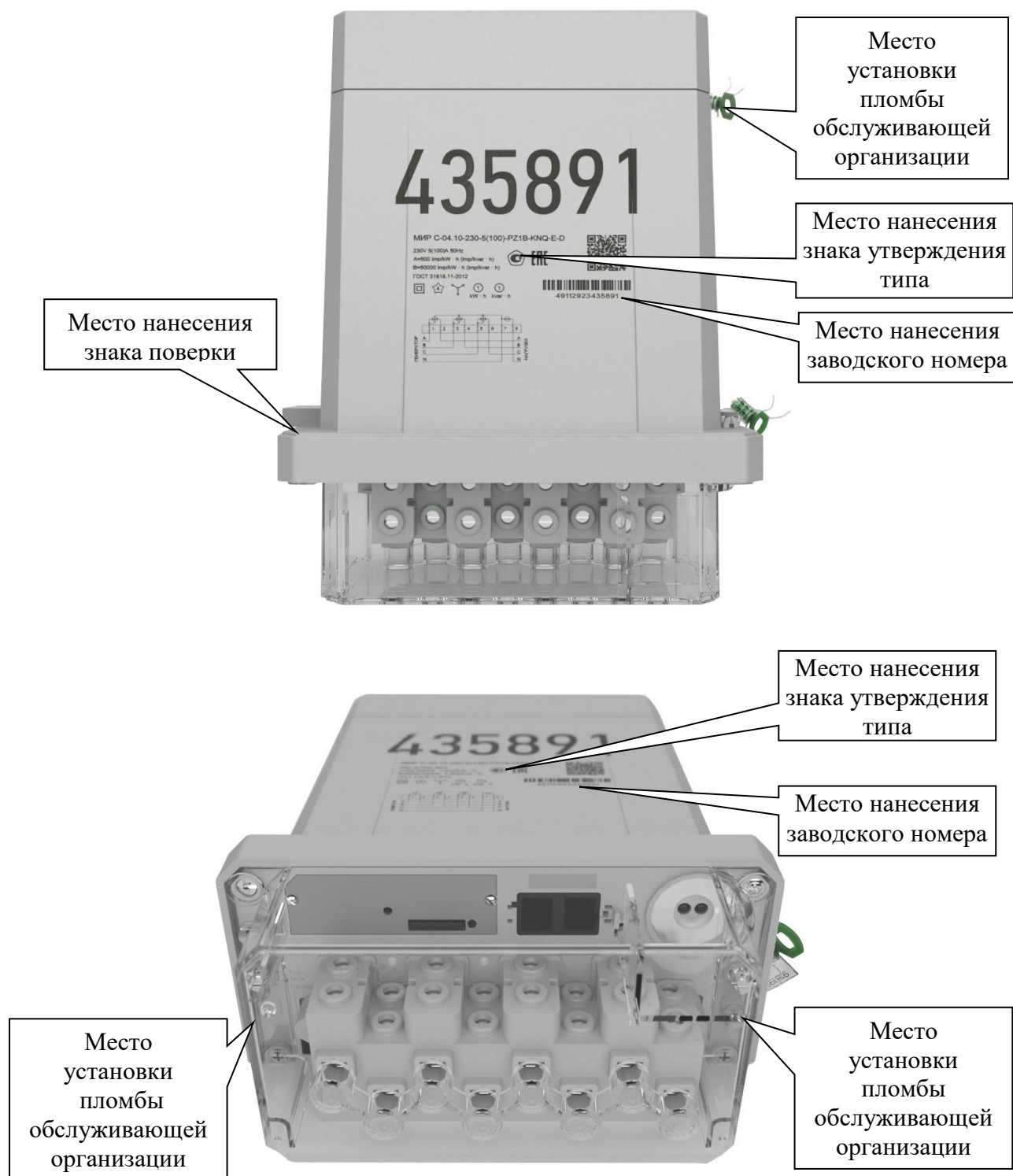


Рисунок 7 – Общий вид счетчиков МИР C-04 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи (функция М в коде счетчиков – наличие интерфейса для установки универсального модуля связи) и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

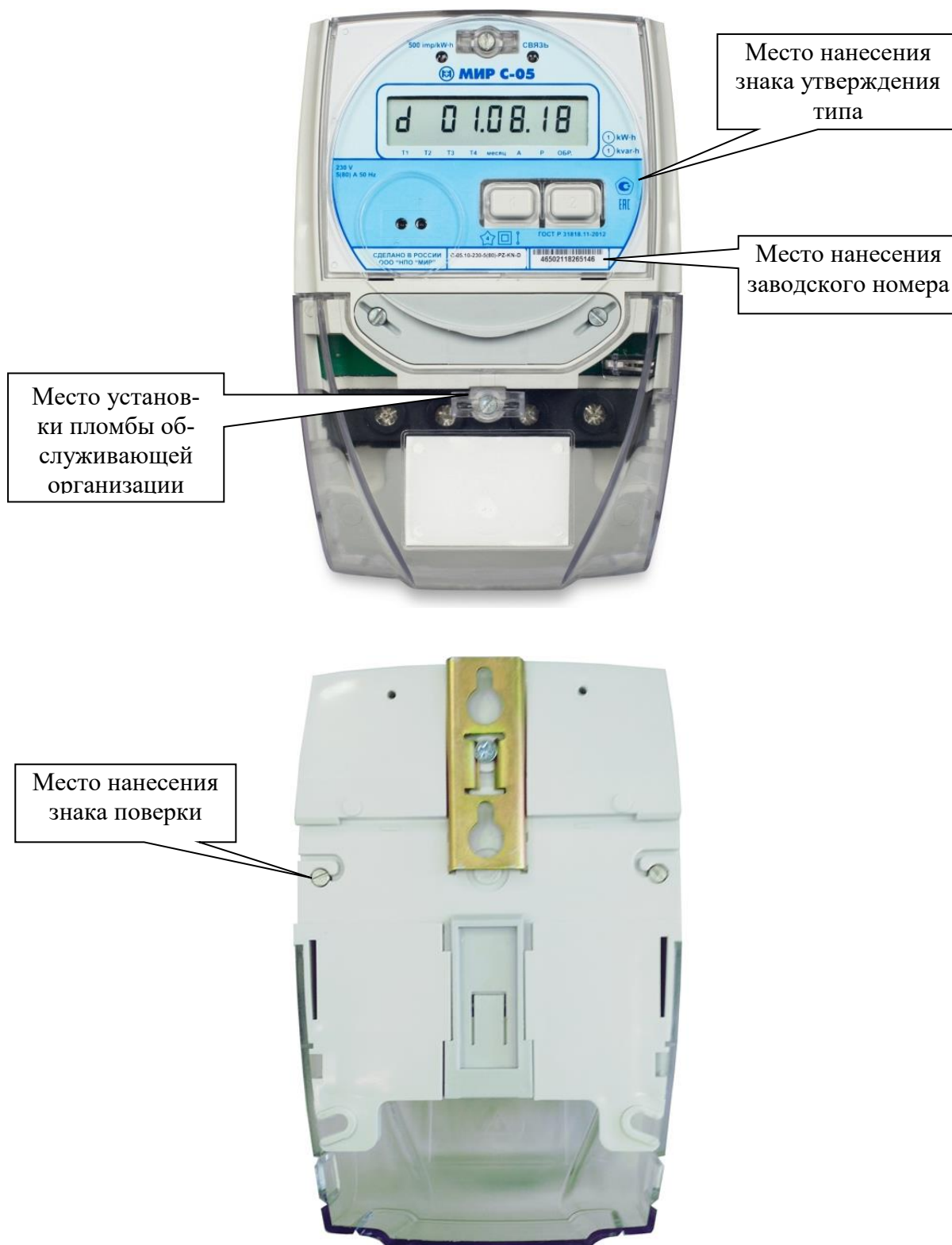


Рисунок 8 – Общий вид счетчиков МИР С-05 внутренней установки на щит и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

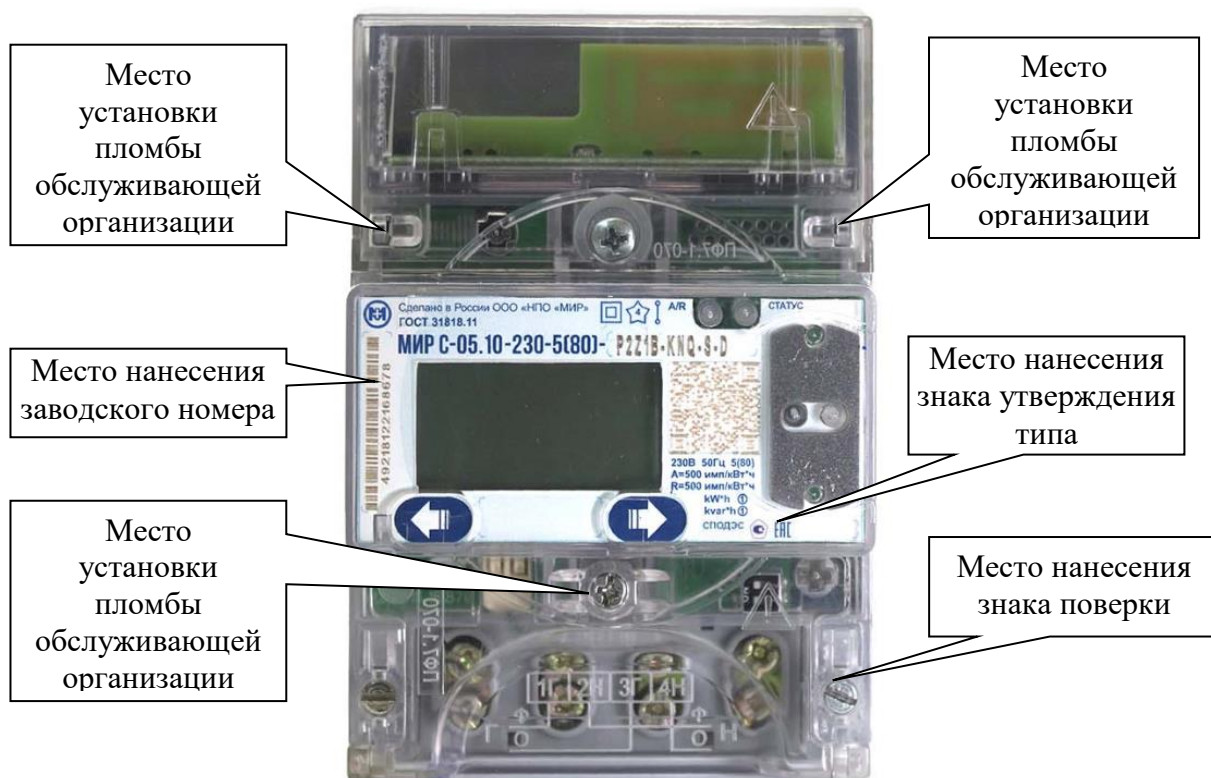


Рисунок 9 – Общий вид счетчиков МИР C-05 внутренней установки на DIN-рейку и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

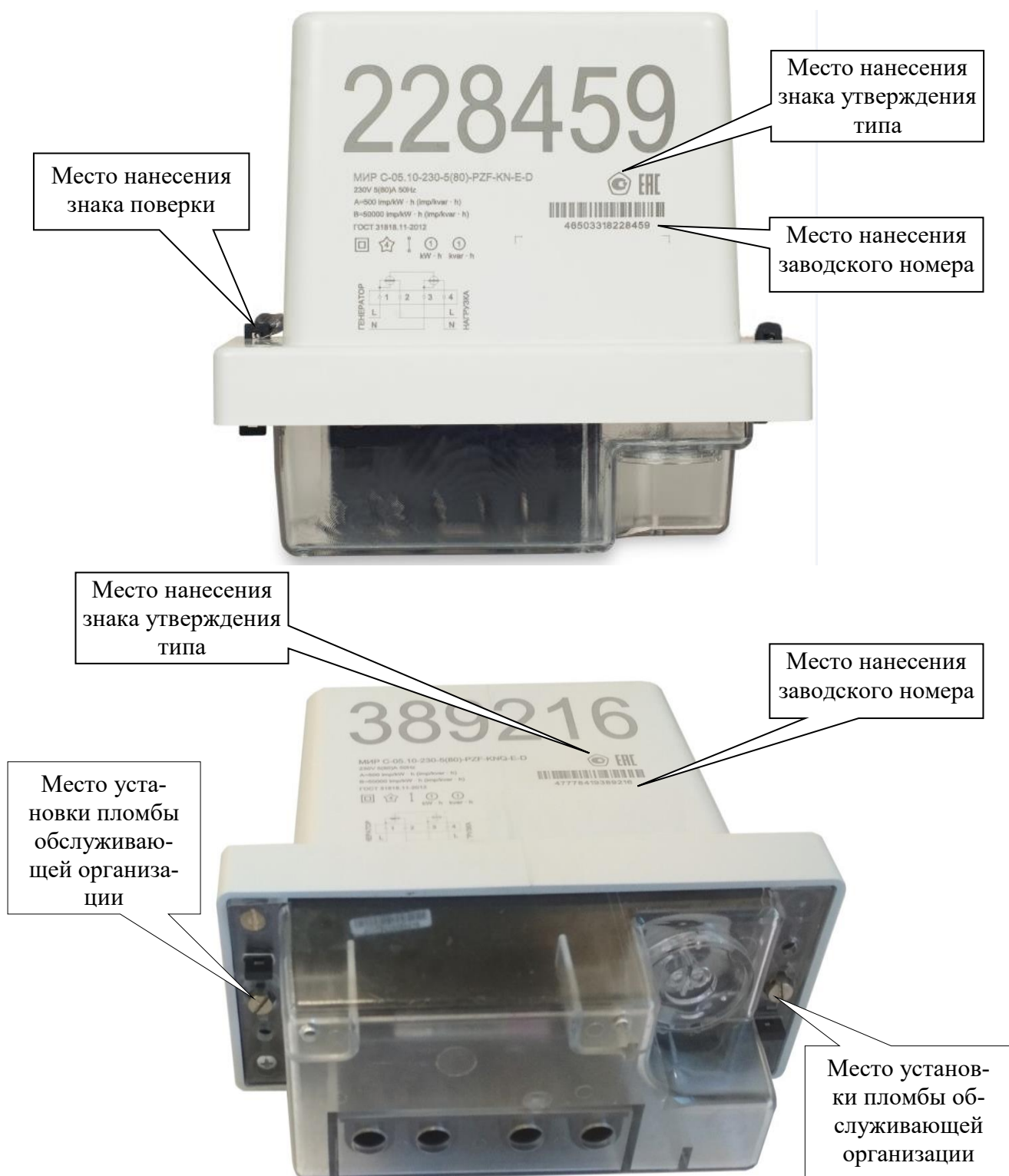




Рисунок 10 – Общий вид счетчиков МИР С-05 наружной установки с двумя вариантами исполнения крышки клеммной колодки и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

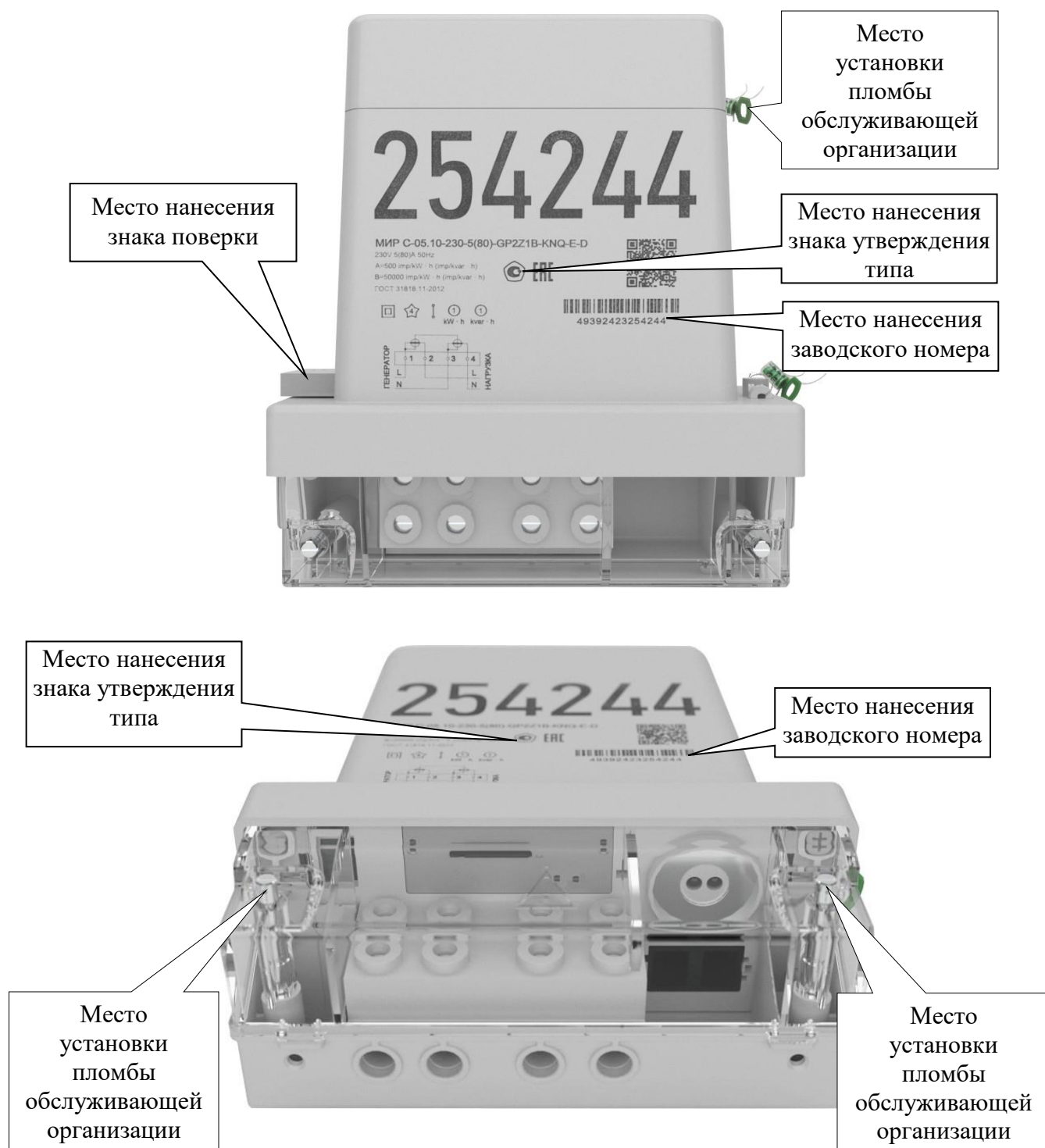


Рисунок 11 – Общий вид счетчиков МИР С-05 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи (функция М в коде счетчиков – наличие интерфейса для установки универсального модуля связи) и схемы пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

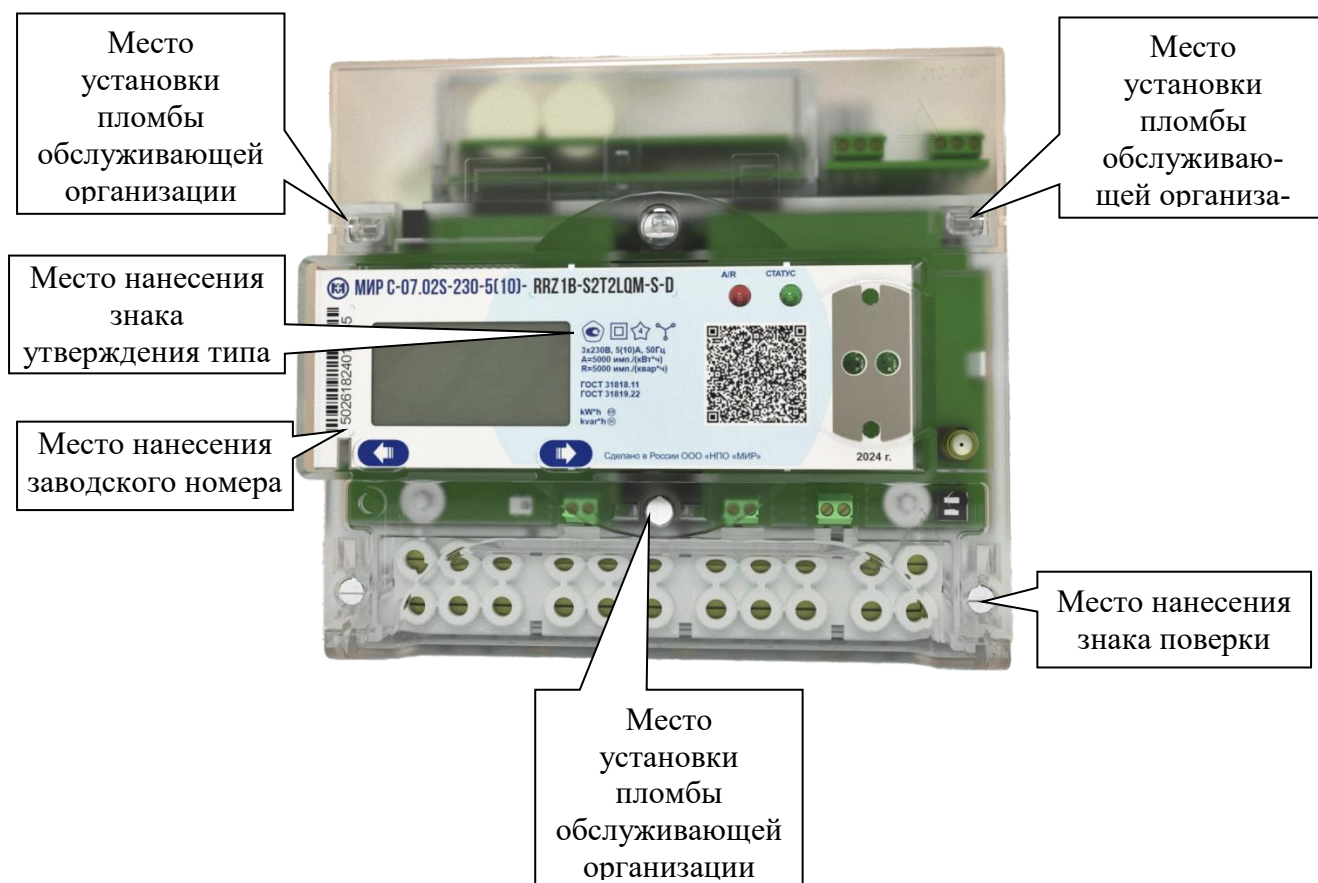


Рисунок 12 – Общий вид счетчиков МИР C-07 внутренней установки на DIN-рейку и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков

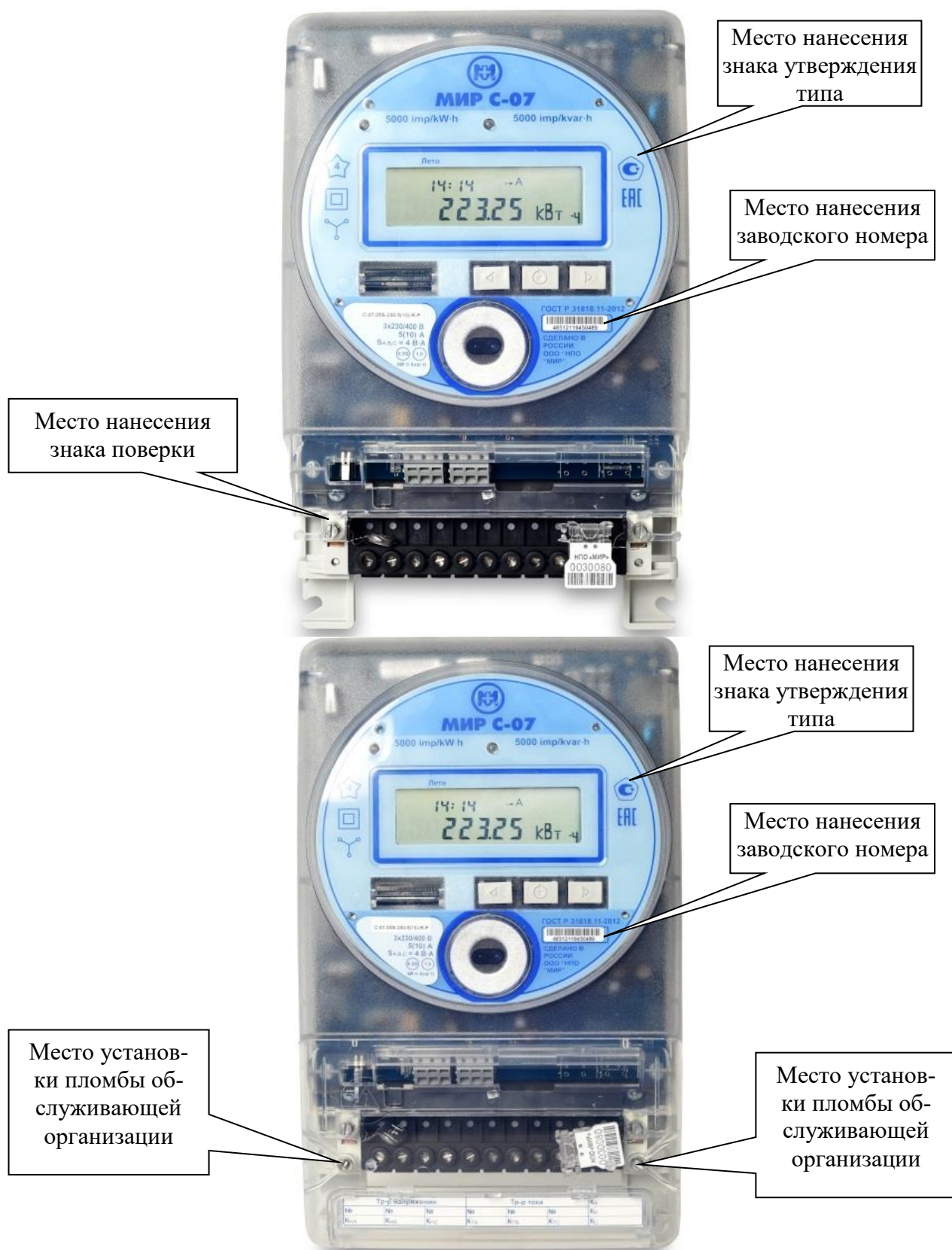


Рисунок 13 – Общий вид счетчиков МИР С-07 внутренней установки на щит и схемы пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения заводского номера, знаков поверки и утверждения типа

Счетчики могут иметь корпусные детали отличных от приведенных на рисунках 4-11 цветов.

Счетчики имеют пломбировку завода-изготовителя и имеют возможность опломбировки организациями, осуществляющими поверку счетчика.

Кроме механических пломб счетчики имеют датчики вскрытия крышки корпуса и крышки клеммной колодки (электронные пломбы). Электронные пломбы работают как при включенном в сеть счетчике, так и при нахождении счетчика в отключенном состоянии. Факты вскрытия крышек и время вскрытия фиксируются в журнале событий.

Счетчики всех модификаций имеют датчик переменного и постоянного магнитного поля. При наличии символа V в коде, счетчики имеют датчик электромагнитного поля высокой частоты. Факты воздействия на счетчик фиксируются в журнале событий.

Счетчики, прошедшие поверку, имеют навесные пломбы предприятия-изготовителя и пломбу с оттиском поверительного клейма. Пломбы расположены на головках пломбировочных винтов, крепящих лицевую крышку к основанию счетчика внутренней установки или крепящих колодку с силовыми зажимами к корпусу счетчика наружной установки.

Заводской номер в виде цифрового кода и знак утверждения типа наносятся на лицевую сторону счетчика.

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение счетчика (в дальнейшем – ПО) реализовано аппаратно (в управляющем микроконтроллере) и не может быть считано. Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл.

Идентификационные данные встроенного ПО счетчика приведены в таблице 1.

Номер версии ПО может быть считан со счетчиков по интерфейсам.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	МИР С-04	МИР С-05	МИР С-07
Идентификационное наименование ПО	s04v1.0.X.XXX.bin	s05v1.0.X.XXX.bin	s07v1.0.X.XXX.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.X.XXX	Не ниже 1.0.X.XXX	Не ниже 1.0.X.XXX
Цифровой идентификатор ПО	—	—	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	—	—	—
Примечание – Номер версии метрологически значимой части ПО определяют первые две цифры, остальные символы – номер версии метрологически незначимой (коммуникационной) части.			

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

Программное обеспечение «КОНФИГУРАТОР СЧЕТЧИКОВ МИР» и «КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА» (внешнее) устанавливается на персональный компьютер и предназначено для конфигурирования счетчиков и считывания показаний.

Программное обеспечение «МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ МИР ДП» (внешнее) устанавливается на мобильных устройствах, поддерживающих интерфейс связи Bluetooth, и предназначено для считывания показаний.

Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом ПО.

Метрологические и технические характеристики

Счетчики МИР С-04, МИР С-05 удовлетворяют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики МИР С-07 удовлетворяют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики не имеют самохода после приложения напряжения, равного $1,15 U_{\text{ном}}$, и при отсутствии тока в цепях тока.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности по активной энергии по ГОСТ 31819.21	1
Класс точности по активной энергии по ГОСТ 31819.22	0,2S; 0,5S
Класс точности по реактивной энергии по ГОСТ 31819.23	1
Класс точности по активной энергии по ГОСТ 8.401	0,2
Класс точности по реактивной энергии по ГОСТ 8.401	0,2; 0,5 ¹⁾
Базовый (максимальный) ток, А	5(80); 5(100)
Номинальный (максимальный) ток, А	1(2); 5(10)
Номинальное фазное напряжение $U_{\text{ном}}$, В	57,7; 230
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Постоянная счетчика в режиме телеметрии, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) или имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$) ²⁾	500; 5000
Постоянная счетчика в режиме поверки, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) или имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)	50000; 500000
Стартовый ток: - при измерении активной энергии - при измерении реактивной энергии	$0,004 \cdot I_6$; $0,001 \cdot I_6$; $0,001 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,004 \cdot I_6$; $0,002 \cdot I_{\text{ном}}$
Пределы основной относительной погрешности измерения фазного напряжения и линейного напряжения (только для трехфазных счетчиков): - кроме счетчиков класса точности 0,2/0,2, % - для счетчиков класса точности 0,2/0,2, %	$\pm 0,50$ $\pm 0,15$
Пределы основной относительной погрешности измерения тока счетчика класса точности 0,2/0,2: - при токе $0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, % - при токе $0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,2 \cdot I_6$, %	$\pm 0,15$ $\pm 1,50$
Пределы основной относительной погрешности измерения тока счетчика (кроме счетчика класса точности 0,2/0,2): - при токе $0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, % - при токе $0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,2 \cdot I_6$, % - при токе $0,2 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, % - при токе $0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$, %	$\pm 0,5$ $\pm 5,0$ $\pm 0,5$ $\pm 5,0$

Наименование характеристики	Значение
Пределы основной погрешности измерения активной и реактивной мощности	Соответствуют пределам основной погрешности измерения активной и реактивной энергии
Пределы основной относительной погрешности измерения полной мощности: - для счетчиков МИР С-07 и счетчиков класса точности 0,2/0,2, % - для счетчиков МИР С-04 и МИР С-05 класса точности 0,5S/1, % - для счетчиков МИР С-04 и МИР С-05 класса точности 1/1, %	$\pm 0,5$ $\pm 1,0$ $\pm 1,5$
Основная абсолютная погрешность измерения ³⁾ : - коэффициентов мощности $\cos(\varphi)$ и $\operatorname{tg}(\varphi)$ - положительного и отрицательного отклонения напряжения, % - максимального напряжения при перенапряжении, % от $U_{\text{ном}}$ - глубины провала напряжения, % - длительности провала напряжения и перенапряжения, с - частоты (кроме счетчиков класса точности 0,2/0,2), Гц - частоты (для счетчиков класса точности 0,2/0,2), Гц - отклонения частоты, Гц - хода часов, с/сут	$\pm 0,05$ $\pm 0,5$ 1 1 $\pm 0,04$ $\pm 0,05$ $\pm 0,015$ $\pm 0,05$ $\pm 0,5$
Диапазоны измерения фазного напряжения, от $U_{\text{ном}}$: - для счетчиков с $U_{\text{ном}}=230$ В - для счетчиков с $U_{\text{ном}}=57,7$ В	от 0,5 до 1,3 от 0,50 до 2,25
Диапазоны измерения линейного напряжения, от $\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}$: - для счетчиков с $U_{\text{ном}}=230$ В - для счетчиков с $U_{\text{ном}}=57,7$ В	от 0,5 до 1,3 от 0,50 до 2,25
Средний температурный коэффициент хода часов в диапазоне рабочих температур, (с/сут)/°С	$\pm 0,065$
Средний температурный коэффициент при измерении тока в диапазоне рабочих температур, %/°С	$\pm 0,014$
Пределы дополнительной погрешности, вызванной изменением температуры до любого значения в диапазоне рабочих температур при измерении напряжения, %	$\pm 0,5$
Установленный рабочий диапазон напряжений при измерении энергии, В	от $0,5 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,3 \cdot U_{\text{ном}}$
Установленный рабочий диапазон температуры ⁴⁾ , °С	от -50 до +70
Средняя наработка на отказ, с учетом технического обслуживания, ч, не менее	290000
Средний срок службы счетчиков, не менее, лет	35
Степень защиты по ГОСТ 14254: - для счетчиков внутренней установки - для счетчиков наружной установки	IP51 IP54, IP64
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более: - счетчика МИР С-04 внутренней установки на щит - счетчика МИР С-04 внутренней установки на DIN-рейку - счетчика МИР С-04 наружной установки - счетчика МИР С-04 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи	168×273×97 144×130×67 211×225×111 211×258×111

Наименование характеристики	Значение
- счетчика МИР С-05 внутренней установки на щит	132×198×76
- счетчика МИР С-05 внутренней установки на DIN-рейку	90×130×67
- счетчика МИР С-05 наружной установки	190×180×91
- счетчика МИР С-05 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи	190×213×91
- счетчика МИР С-07 внутренней установки на щит	168×285×63
- счетчика МИР С-07 внутренней установки на DIN-рейку	144×130×67
Масса, кг, не более:	
- счетчика МИР С-04 внутренней установки на щит	1,9
- счетчика МИР С-04 внутренней установки на DIN-рейку	1,2
- счетчика МИР С-04 наружной установки	1,9
- счетчика МИР С-04 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи	2,2
- счетчика МИР С-05 внутренней установки на щит	1,0
- счетчика МИР С-05 внутренней установки на DIN-рейку	0,6
- счетчика МИР С-05 наружной установки	1,2
- счетчика МИР С-05 наружной установки с отсеком для установки универсального модуля связи	1,4
- счетчика МИР С-07 внутренней установки на щит	1,2
- счетчика МИР С-07 внутренней установки на DIN-рейку	1,2
¹⁾ Пределы погрешностей измерения реактивной энергии для счетчиков класса 0,5 составляют ½ от пределов погрешностей для счетчиков класса 1 по ГОСТ 31819.23. ²⁾ По требованию заказчика возможен выпуск счетчиков с постоянной счетчика в режиме телеметрии в диапазоне от 500 до 10000 имп./(кВт·ч) или имп./(квар·ч). ³⁾ Погрешности нормируются для следующих значений входных сигналов: - напряжение – от $0,50 \cdot U_{ном}$ до $2,25 \cdot U_{ном}$ при $U_{ном}=57,7$ В, от $0,5 \cdot U_{ном}$ до $1,3 \cdot U_{ном}$ при $U_{ном}=230$ В; - ток – от $0,05 \cdot I_б$ до $I_{макс}$ или от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $I_{макс}$; - частота – от 42,5 до 57,5 Гц. ⁴⁾ Интерфейсы функционируют в полном объеме при температуре окружающего воздуха от -45 °С до +70 °С.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков при измерении активной энергии счетчиков класса точности 0,2

Характер нагрузки	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков, %
При симметричной нагрузке	от $0,05 \cdot I_6$ до $0,10 \cdot I_6$	1,0	$\pm 0,3$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $0,20 \cdot I_6$	0,5L и 0,8C	$\pm 0,4$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,3$
При однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения	от $0,05 \cdot I_6$ до $0,10 \cdot I_6$	1,0	$\pm 0,3$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $0,20 \cdot I_6$	0,5L и 0,8C	$\pm 0,4$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,3$
Примечание – Здесь и далее по тексту знаком «L» обозначена индуктивная нагрузка, знаком «C» – емкостная.			

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,2

Характер нагрузки	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков, %
При симметричной нагрузке	от $0,05 \cdot I_6$ до $0,10 \cdot I_6$	1,0L или 1,0C	$\pm 0,3$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $0,20 \cdot I_6$	0,5L или 0,5C	$\pm 0,4$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,3$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$	0,25L или 0,25C	$\pm 0,4$
При однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения	от $0,05 \cdot I_6$ до $0,10 \cdot I_6$	1,0L или 1,0C	$\pm 0,3$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,2$
	от $0,10 \cdot I_6$ до $0,20 \cdot I_6$	0,5L или 0,5C	$\pm 0,4$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,3$
	от $0,20 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$	0,25L или 0,25C	$\pm 0,4$

Таблица 5 – Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5

Характер нагрузки	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков, %
При симметричной нагрузке	от $0,02 \cdot I_{\text{ном}}$ до $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 0,75$
	от $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,5$
	от $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5L или 0,5C	$\pm 0,75$
	от $0,10 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$		$\pm 0,5$
	от $0,10 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$	0,25L или 0,25C	$\pm 0,75$
При однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения	от $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,75$
	от $0,10 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$	0,5L и 0,5C	$\pm 0,75$

Пределы допускаемой основной погрешности счетчиков МИР С-04 при измерении активной и реактивной энергии при однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения, не превышают пределов допускаемой основной погрешности счетчиков при симметричной нагрузке.

Пределы допускаемой дополнительной погрешности счетчиков МИР С-04 и МИР С-05 класса точности 0,5S при измерении активной энергии прямого и обратного направлений, вызванной воздействием постоянной составляющей, четными и нечетными гармониками в цепи переменного тока не превышают ± 2 %.

Средний температурный коэффициент и дополнительные погрешности измерения активной энергии не превышают пределов, установленных в ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012 для соответствующего класса точности.

Средний температурный коэффициент и дополнительные погрешности измерения реактивной энергии, счетчиков класса точности 1, не превышают пределов, установленных в ГОСТ 31819.23-2012 для класса точности 1.

Средний температурный коэффициент и дополнительные погрешности измерения реактивной энергии, счетчиков класса точности 0,5, не превышают $\frac{1}{2}$ от пределов, установленных в ГОСТ 31819.23-2012 для класса точности 1.

Счетчики наружной установки по условиям эксплуатации соответствуют группе исполнения 4 по ГОСТ 22261-94. Диапазон рабочих температур – от минус 50 °С до плюс 70 °С.

Счетчики внутренней установки (кроме МИР С-04 класса точности 0,2/0,2) по условиям эксплуатации соответствуют группе исполнения 2 по ГОСТ 22261-94. Диапазон рабочих температур – от минус 50 °С до плюс 70 °С.

Таблица 6 – Мощность потребляемая счетчиками

Счетчик		Значение полной мощности для каждой цепи не более, В·А, при номинальном напряжении		Значение активной мощности для каждой цепи, Вт
		57,7/100 В	230/400 В	
МИР С-04 классов точности 1/1 и 0,5S/1	цепи напряжения	—	10,0	2,0
	цепи тока	—	0,2	—
МИР С-04 класса точности 0,2/0,2	цепи напряжения	—	0,5	—
	цепи тока	—	0,2	—
	цепь питания	—	10,0	—
МИР С-05	цепь напряжения	—	10,0	2,0
	цепь тока	—	0,2	—
МИР С-07	цепи напряжения	10,0	10,0	2,0
	цепи тока	0,05	0,05	—
	цепь резервного питания постоянного тока	—	—	6
	цепь резервного питания переменного тока	10		8

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчиков при изготовлении любым технологическим способом и в формуляр типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность счетчика МИР С-04 класса точности 0,2/0,2

Обозначение	Наименование	Количество
M15.034.00.000-50	Счетчик электрической энергии типа МИР С-04.02-230-5(100)-R-D	1 шт.
M15.034.90.000	Упаковка (потребительская тара)	1 шт.
M15.034.00.000-50 РЭ	Счетчик электрической энергии типа МИР С-04.02-230-5(100)-R-D. Руководство по эксплуатации	1 шт.
M12.00327-02	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА	см. примечание
M12.00327-02 31 01	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА. Описание применения	
Примечание – Программное обеспечение размещены в сети Интернет на сайте ООО «НПО «МИР» http://www.mir-omsk.ru .		

Таблица 8 – Комплектность счетчика МИР С-04 классов точности 1/1 и 0,5S/1

Обозначение	Наименование	Количество
M15.034.00.000	Счетчик электрической энергии типа МИР С-04	1 шт.
–	Упаковка (потребительская тара) ¹⁾	1 шт.
M15.034.00.000 ФО	Счетчик электрической энергии типа МИР С-04. Формуляр	1 шт.
M15.034.00.000 РЭ	Счетчик электрической энергии типа МИР С-04. Руководство по эксплуатации	см. примечание
M12.00327-02	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА	
M12.00327-02 31 01	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА. Описание применения	
M22.00422-01	Программа «МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ МИР ДП»	
M12.060.00.000	Дисплей потребителя МИР ДП-01 ²⁾	1 шт.
M15.034.08.000	Комплект монтажных частей ³⁾	1 шт.
¹⁾ В соответствии с конструкторской документацией. ²⁾ Для счетчика наружной установки возможна поставка без дисплея потребителя МИР ДП-01. Для счетчика внутренней установки дисплей потребителя МИР ДП-01 поставляется по отдельному заказу. Модификация поставляемого дисплея выбирается при заказе. Модификация МИР ДП-01.П поставляется с элементами питания. ³⁾ Для счетчика наружной установки. Примечание – Документация и программное обеспечение размещены в сети Интернет на сайте ООО «НПО «МИР» http://www.mir-omsk.ru .		

Таблица 9 – Комплектность счетчика МИР С-05

Обозначение	Наименование	Количество
M15.035.00.000	Счетчик электрической энергии типа МИР С-05	1 шт.
–	Упаковка (потребительская тара) ¹⁾	1 шт.
M15.035.00.000 ФО	Счетчик электрической энергии типа МИР С-05. Формуляр	1 шт.
M15.035.00.000 РЭ	Счетчик электрической энергии типа МИР С-05. Руководство по эксплуатации	см. примечание
M12.00327-02	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА	
M12.00327-02 31 01	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА. Описание применения	
M22.00422-01	Программа «МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ МИР ДП»	
M12.060.00.000	Дисплей потребителя МИР ДП-01 ²⁾	1 шт.
M15.034.08.000	Комплект монтажных частей ³⁾	1 шт.
¹⁾ В соответствии с конструкторской документацией. ²⁾ Для счетчика наружной установки возможна поставка без дисплея потребителя МИР ДП-01. Для счетчика внутренней установки дисплей потребителя МИР ДП-01 поставляется по отдельному заказу. Модификация поставляемого дисплея выбирается при заказе. Модификация МИР ДП-01.П поставляется с элементами питания. ³⁾ Для счетчика наружной установки. Примечание – Документация и программное обеспечение размещены в сети Интернет на сайте ООО «НПО «МИР» http://www.mir-omsk.ru .		

Таблица 10 – Комплектность счетчика МИР С-07

Обозначение	Наименование	Количество
M15.037.00.000	Счетчик электрической энергии типа МИР С-07	1 шт.
–	Упаковка (потребительская тара) ¹⁾	1 шт.
M15.037.00.000 ФО	Счетчик электрической энергии типа МИР С-07. Формуляр	1 шт.
M15.037.00.000 РЭ	Счетчик электрической энергии типа МИР С-07. Руководство по эксплуатации	см. примечание
M12.00327-02	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА ²⁾	
M12.00327-02 31 01	Программа КОНФИГУРАТОР ПРИБОРОВ УЧЕТА. Описание применения ²⁾	
M07.00190-02	Программа КОНФИГУРАТОР СЧЕТЧИКОВ МИР ³⁾	
M07.00190-02 31 01	Программа КОНФИГУРАТОР СЧЕТЧИКОВ МИР. Описание применения ³⁾	
M22.00422-01	Программа «МОБИЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ МИР ДП»	
¹⁾ В соответствии с конструкторской документацией. ²⁾ При наличии символов «D» и «M» в части «Протокол обмена» кода счетчика. ³⁾ При наличии символа «P» в части «Протокол обмена» кода счетчика. Примечание – Документация и программное обеспечение размещены в сети Интернет на сайте ООО «НПО «МИР» http://www.mir-omsk.ru .		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации:

- M15.034.00.000 РЭ для счетчиков МИР С-04 класса точности 1/1 и 0,5S/1 (раздел 6 «Устройство и работа»);
- M15.034.00.000-50 РЭ для счетчиков МИР С-04 класса точности 0,2/0,2 (раздел 4 «Устройство и работа»);
- M15.035.00.000 РЭ для счетчиков МИР С-05 (раздел 6 «Устройство и работа»);
- M15.037.00.000 РЭ для счетчиков МИР С-07 (раздел 6 «Устройство и работа»).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электричества энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ Р 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии;

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

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

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

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

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

ГОСТ 28906-91 Системы обработки информации. Взаимосвязь открытых систем. Базовая эталонная модель;

ГОСТ IEC 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными;

ТУ 4228-005-51648151-2015 Счетчики электрической энергии типа МИР С-04, МИР С-05, МИР С-07. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 5528012370

Адрес юридического лица: 644105, Омская обл., г. Омск, ул. Успешная, д. 51

Изготовитель

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

ИНН 5528012370

Адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, д. 51

Телефоны: +7 (3812) 35-47-00, +7 (3812) 35-47-07

Факс: +7 (3812) 35-47-00

Web-сайт: www.mir-omsk.ru

E-mail: help@mir-omsk.ru

Испытательный центр

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

ИНН 9729315781

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

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

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

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 69323-17

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

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

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

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

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

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

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

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

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

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

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времен в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на 2 с. Проверка 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 мин. 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 АУВП.411711.ФСК.РИК.010.15. 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) 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 первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав первого и второго уровней ИК				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС Ванино, ОРУ-110 кВ, яч. №8, (ВЛ-110 кВ С-132)	TG145-420 кл.т 0,2S КТТ = 500/5 Рег. № 30489-05	DDB 123 кл.т 0,2 КТН = (110000/√3/100/√3) Рег. № 52350-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ПС Ванино, ОРУ-110 кВ, яч. №9, (ВЛ-110 кВ С-131)	TG145-420 кл.т 0,2S КТТ = 500/5 Рег. № 30489-05	DDB 123 кл.т 0,2 КТН = (110000/√3/100/√3) Рег. № 52350-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
3	ПС Ванино, ОРУ-110 кВ, яч. №11, (ОСЭВ-110 кВ)	СА 123 кл.т 0,2S КТТ = 500/5 Рег. № 23747-12	DDB 123 кл.т 0,2 КТН = (110000/√3/100/√3) Рег. № 52350-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
4	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №5, (ВЛ-35 кВ Т8Ф)	ТГМ кл.т 0,2S КТТ = 600/5 Рег. № 59982-15	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 КТН = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
5	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №6, (ВЛ-35 кВ Т13Ф)	ТГМ кл.т 0,2S КТТ = 600/5 Рег. № 59982-15	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 КТН = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
6	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №9, (ВЛ-35 кВ Т9Ф)	ТГМ кл.т 0,2S КТТ = 600/5 Рег. № 59982-15	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 КТН = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
7	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №10, (ВЛ-35 кВ Т7Ф)	GIF кл.т 0,5 КТТ = 300/5 Рег. № 43240-09	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 КТН = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №14, (ВЛ-35 кВ Т14Ф)	ТОЛ кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 47959-16	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 Ктн = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № №49933-12
9	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №12 (ВЛ-35 кВ Т16Ф)	ТОЛ-СЭЩ-35-IV кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 47124-11	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 Ктн = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
10	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №11 (ВЛ-35 кВ Т17Ф)	ТОЛ-СЭЩ-35-IV кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Рег. № 47124-11	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 Ктн = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
11	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №1 Ввод 35 кВ 3Т	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 59982-15	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 Ктн = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
12	ПС Ванино, ОРУ-35 кВ, яч. №2 Ввод 35 кВ 4Т	ТГМ кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 59982-15	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 Ктн = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
13	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №13	ТОЛ кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
14	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №15	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
15	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №16	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
16	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №17	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
17	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №18	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
18	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №21	ТОЛ 10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
19	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №22	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №23	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08	СТВ-01 Рег. № №49933-12
21	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №24	ТОЛ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 47959-16	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
22	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №25	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
23	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №29	ТОЛ 10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 7069-79	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
24	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №31	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11		
25	ПС Ванино, ЗРУ-10 кВ, яч. №32	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 К _{ТН} = (10000/100) Рег. № 16687-07	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
26	ПС Ванино, Ввод 0,4 ТСН-1	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 22656-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
27	ПС Ванино, Ввод 0,4 ТСН-2	Т-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 22656-07	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
28	Ввод 110 кВ 1АТ	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 82223-21	ДВВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3/100/√3) Рег. № 52350-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06		
29	Ввод 110 кВ 2АТ	ТГМ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 59982-15	ДВВ 123 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3/100/√3) Рег. № 52350-12	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		
30	ПС Ванино ОРУ 35кВ. яч.№ 7 (ВЛ 35кВ Т15Ф)	ТОЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47959-16	НАЛИ-НТЗ-IV кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/100) Рег. № 78303-20	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-20		

Продолжение таблицы 2

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

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-3 (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
4-6, 8-12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
13, 21 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,6	1,1	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
14, 16, 18, 23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
15, 19, 24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
17, 20, 22, 25 (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
26, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
29 (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
30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,1	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7
4-6, 8-12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,3	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,2	1,0	0,9
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
13, 21 (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
14, 16, 18, 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,5	1,2
15, 19, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
17, 20, 22, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,5	1,8	1,8
	0,5	2,5	1,6	1,2	1,2
26, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,0
29 (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

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2
4-6, 8-12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
13, 21 (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
14, 16, 18, 23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
15, 19, 24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,1	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,5	2,7	2,7
17, 20, 22, 25 (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
26, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,8	0,8
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,0	1,4	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
30 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,9	1,8	1,2	1,2
	0,5	2,2	1,4	1,1	1,0
4-6, 8-12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,0	2,0	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,6	1,2	1,2
7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,7	2,8	2,4
	0,5	-	2,9	2,0	1,8
13, 21 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,4	2,4
	0,5	2,8	2,0	1,8	1,8
14, 16, 18, 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,5	2,0
	0,5	-	2,8	1,7	1,4
15, 19, 24 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,2	4,3	3,8	3,8
	0,5	4,1	3,6	3,4	3,4
17, 20, 22, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,6	2,8	2,0	2,0
	0,5	3,0	1,9	1,4	1,4
26, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,7	1,7
28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,4	1,8
	0,5	-	2,7	1,6	1,3
29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,3	2,0	1,8	1,8
	0,5	2,0	1,6	1,5	1,5
30 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,5	2,2	2,0	2,0
	0,5	2,1	1,7	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					± 5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Примечания: 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой). 2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 5 до + 35 °С.					

Таблица 4 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	30
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ТУ 4228-011-29056091-11 - ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 (50±0,15) 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, УССВ и серверов, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. (50±0,4) от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45 5

Продолжение таблицы 4

1	2
ИВКЭ: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее	45 5
ИВК: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	TG145-420	6
Трансформатор тока	CA 123	3
Трансформатор тока	TGM	18
Трансформатор тока	GIF	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	6
Трансформатор тока	ТОЛ 10	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	20
Трансформатор тока	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформатор тока	Т-0,66	6
Трансформатор тока	ТФЗМ	3
Трансформатор напряжения	DDB 123	6
Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный наружной установки	НАЛИ-НТЗ-IV	2
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	30
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Специализированное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.010.15-ФО	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) ПС 220 кВ Ванино» 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 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, д. 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (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 «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 «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 73737-18

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСПК-20000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВСПК-20000 (далее – резервуары) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Тип резервуаров – стальные вертикальные цилиндрические с плавающей крышей, номинальной вместимостью 20000 м³.

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице резервуара.

Резервуары представляют собой стальную конструкцию, состоящую из цилиндрической стенки, днища и плавающей крыши.

Заполнение и выдача продукта осуществляется через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части резервуара.

Заводские номера резервуаров в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр, нанесены методом аэрографии на вертикальную стенку резервуара.

Резервуары РВСПК-20000 с заводскими номерами 20001, 20002, 20003, 20004 расположены на площадке ПСН «Фенешлитке» по адресу: Венгрия, 4621, Фенешлитке.

Общий вид резервуаров РВСПК-20000 приведен на рисунках 1, 2, 3, 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуара РВСПК-20000 зав.№ 20001



Рисунок 2 – Общий вид резервуара РВСПК-20000 зав.№ 20002



Рисунок 3 – Общий вид резервуара РВСПК-20000 зав.№ 20003



Рисунок 4 – Общий вид резервуара РВСПК-20000 зав.№ 20004
Пломбирование резервуаров РВСПК-20000 не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение			
	Заводской номер резервуара			
	20003	20001	20002	20004
Номинальная вместимость, м ³	20000			
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (объемный метод), %	±0,20			
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости (геометрический метод), %	-	±0,10		

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

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВСПК-20000	1 шт.
Паспорт	-	1 шт.
Градуировочная таблица	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40082 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах;

ФР.1.29.2021.40085 Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в вертикальных резервуарах.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «МОЛ» (ПАО «МОЛ»)

Адрес: 1117, Венгрия, г. Будапешт, ул. Октябрь хусонхармадика, д. 18

Испытательный центр

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

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

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

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 75817-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ) на факел высокого давления

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ) на факел высокого давления (далее – СИКГ) предназначена для технологического учета газа, сбрасываемого на факел высокого давления, формирования и выдачи информации по объему, давлению и температуре перекачиваемого свободного нефтяного газа (далее – СНГ).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ заключается в непрерывном измерении, преобразовании и обработке входных сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема), абсолютного давления и температуры. При помощи системы обработки информации (далее – СОИ) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости СНГ и плотность СНГ при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее автоматически выполняется расчет объемного расхода (объема) СНГ, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63 на основе измерений объемного расхода (объема) при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры СНГ и рассчитанного коэффициента сжимаемости СНГ.

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

В состав СИКГ входят следующие основные средства измерений: расходомер газа ультразвуковой FLOWSIC 100 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 43980-10), преобразователь давления измерительный 3051 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14061-10), датчик температуры 644 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39539-08).

В состав СОИ входят контроллеры измерительные FloBoss 107 (основной и резервный) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 14661-08).

Состав и технологическая схема СИКГ обеспечивают выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение и индикацию объема и объемного расхода СНГ при рабочих условиях, температуры, давления и приведение объема и объемного расхода газа к стандартным условиям по ГОСТ 2939;
- формирование отчетов, архивирование, хранение и отображение на операторной станции измеренных и расчетных значений измеряемых параметров;
- защиту системной информации от несанкционированного доступа программными средствами;

- ввод компонентного состава СНГ в контроллеры измерительные FloBoss 107 по результатам лабораторных анализов;
- определение точки росы переносным анализатором.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показатели СИ, входящих в состав СИКГ, обеспечена возможность пломбирования СИ в соответствии с эксплуатационной документацией.

Заводской номер 266 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, прикреплённую к трубопроводу СИКГ.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы измерений.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ. Программное обеспечение (далее - ПО) СИКГ базируется на программном обеспечении контроллера измерительного FloBoss 107. Защита ПО СИКГ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу, осуществляется путем аутентификации (введением пароля), ограничением свободного доступа к цифровым интерфейсам связи, идентификации.

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

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Wet Gas MR113 Props
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	0x5757

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические и технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений объемного расхода газа в рабочих условиях, м ³ /ч	от 420 до 157950

Продолжение таблицы 2 - Метрологические и технические характеристики СИКГ

Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 328,48 до 337201,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	±5,0

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	свободный нефтяной газ
Режим работы	непрерывный
Количество измерительных линий, шт.	1
Диапазоны измерений температуры газа, °С	от -1 до +133
Диапазоны измерений абсолютного давления газа, МПа	от 0,11 до 0,20
Параметры электропитания: - напряжение питания, В - частота, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -61 до +35 от 96 до 104
Параметры электропитания: - напряжение питания, В - частота, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Потребляемая мощность, Вт, не более	577,5
Средний срок службы, лет, не менее	8

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ) на факел высокого давления	—	1
Паспорт	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

МН 1329-2024 «ГСИ. Объем свободного нефтяного газа. Методика измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на факел высокого давления УПН-1 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-016/03-2024. ФР.1.29.2024.48342

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Изготовитель

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

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИР»)
Адрес: 420088, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон: +7 (843) 272-70-62, (843) 272-11-24
Факс: +7 (843) 272-00-32, (843) 272-11-24
Web-сайт: www.vniir.org.
E-mail: office@vniir.org.
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.

в части вносимых изменений

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Телефон: 8 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 79904-20

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для автоматического измерения 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 расчётов.

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 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 по тексту – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983, счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер базы данных (далее по тексту – сервер), автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), блок коррекции времени ЭНКС-2, технические средства приёма-передачи и программное обеспечение (далее по тексту – ПО).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня силы тока и напряжения, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 1 секунду. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 секунду мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

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

Сервер уровня ИВК АИИС КУЭ, установленный в центре сбора и обработки информации (далее по тексту – ЦСОИ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут проводит опрос счётчиков. Полученная информация записывается в базу данных сервера уровня ИВК АИИС КУЭ.

На уровне ИВК системы выполняется обработка измерительной информации, получаемой с энергообъектов филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1», в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электрической энергии и АО «АТС» осуществляется от АРМ АИИС КУЭ, через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда) на всех компонентах и уровнях системы. Базовым устройством СОЕВ является блок коррекции времени типа ЭНКС-2 (далее по тексту – БКВ), синхронизирующий собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС.

БКВ ежесекундно посылает метку точного времени на сервер уровня ИВК. Сличение времени сервера со временем ЭНКС-2 осуществляется при каждом сеансе связи. Коррекция времени в сервере производится автоматически при условии превышения допустимого значения рассогласования более 1 секунды.

Сервер уровня ИВК опрашивает счетчики электрической энергии уровня ИИК, при расхождении времени сервера и счётчиков более чем на 1 секунду происходит коррекция часов счётчиков.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счётчиков и сервера. Журналы событий счетчиков электрической энергии и сервера отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и сервера в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 304 указывается в паспорте на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ применяется ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера».

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО «АльфаЦЕНТР»	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО «АльфаЦЕНТР»	12.1.0.0
Цифровой идентификатор ac_metrology.dll	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Идентификационное наименование ПО ПК «Энергосфера»	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО ПК «Энергосфера»	1.1.1.1
Цифровой идентификатор pso_metr.dll	6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер/УССВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
							Границы допускаемой основной относительной погрешности, %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Верхне-Тулумская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 1	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/√3/100/√3 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
2	Верхне-Тулумская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 2	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/√3/100/√3 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12), генератор № 3	ТВ-ЭК 5000/5 0,2S Рег. № 74600-19	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
4	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) генератор № 4	KOKS 5000/5 0,2S Рег. № 51367-12	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
5	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 1	KOTEF 245 1000/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11		Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) ОРУ-150 кВ трансформатор № 2	KOTEF 245 1000/5 0,2S Рег. № 49012-12	KOTEF 245 154000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 49012-12	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
						Реактивная	±1,4	±2,0
7	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.5 Ф-2	ТОЛ-СЭЩ 100/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
8	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.6 Ф-3	ТОЛ-СЭЩ 400/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.9 Ф-5	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
10	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) КРУ-6 кВ яч. 8.11 Ф-6	ТОЛ-СЭЩ 200/5 0,5S Рег. № 51623-12	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 0,5 Рег. № 51621-12	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
11	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 1	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,9	±4,2
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 2	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
13	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 3	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9
14	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) генератор № 4	ТЛП-10 1500/5 0,5S Рег. № 30709-07	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 Рег. № 67628-17	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±1,7	±1,8
						Реактивная	±2,6	±2,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 110 кВ	КОТЕФ 600/5 0,2S Рег. № 29696-05	КОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±0,9	±1,1
16	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 110 кВ	КОТЕФ 600/5 0,2S Рег. № 29696-05	КОТЕФ 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 Рег. № 29696-05	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,2S по реактивной энергии – 0,5 Рег. № 31857-06		Активная	±0,9	±1,1
17	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-1 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±1,4	±2,0
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) ТП-110 кВ Т-2 ввод 35 кВ	ТОЛ-35 III-IV 600/5 0,5S Рег. № 34016-07	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 0,5 Рег. № 19813-00	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
19	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 17 Ф-1 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03 ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 67628-17	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2
20	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 8 Ф-2 (6 кВ)	ТЛП-10 400/5 0,5S Рег. № 30709-07	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03 ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 67628-17	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06		Активная	±1,9	±2,3
						Реактивная	±2,9	±4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) яч. 7 Ф-4 (6 кВ)	ТПОЛ 10 600/5 0,5 Рег. № 1261-02	UGE 3-35 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 25475-03 ЗНОЛ(П)-СВЭЛ 6000/√3/100/√3 0,5 Рег. № 67628-17	A1805RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-06	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±3,0	±3,3
						Реактивная	±4,6	±5,5
22	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-7	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
23	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-5. Насосная водоканала. ОКК-8	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-20. ОРУ-150 кВ	ТШП 150/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
25	Верхне- Туломская ГЭС (ГЭС-12) Сб. МК-3. ОРУ-150 кВ	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5
26	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) б/с ПАО «Мегафон» 0,4 кВ АК	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 I _б (I _{макс}) = 5 (120) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,1	±1,7
						Реактивная	±1,7	±3,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-1-4 с. ОРУ-35 кВ	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
28	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-4-2 с. Резерв ОРУ-35 кВ	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
29	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-11-2 с. ОРУ-110 кВ	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-2-4 с. Резерв ОРУ-110 кВ	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
31	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-1-3 с. Сборка 0,4 кВ хоз. двора ОРУ-110 кВ	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1
32	Нижне- Туломская ГЭС (ГЭС-13) Ф-3-2 с. Новый релейный зал ОРУ-150 кВ шкаф № 1	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11		Активная	±1,7	±2,1
						Реактивная	±2,7	±4,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
33	Нижне-Туломская ГЭС (ГЭС-13), Ф-8-1 с. Новый релейный зал ОРУ-150 кВ шкаф № 2	ТШП 250/5 0,5S Рег. № 64182-16	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х220/380 В класс точности: по активной энергии – 0,5S по реактивной энергии – 1,0 Рег. № 31857-11	IBM совместимый компьютер с ПО «АльфаЦЕНТР» или ПО ПК «Энергосфера»/ Блок коррекции времени ЭНКС-2-2.1.1, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	±1,7 ±2,7	±2,1 ±4,1
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. 3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от I_{ном}(I_б), cosφ = 0,8инд. 4 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть 5 Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) ±5 с.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	33
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 2(5) до 120 от 2 до $I_{макс}$ от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ток, % от I_b - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 95 до 105 от 2(5) до 120 от 2 до $I_{макс}$ от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,6 до 50,4 от -30 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 10 3,5

Надежность системных решений:

- стойкость к электромагнитным воздействиям;
- ремонтпригодность;
- функция контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- функция регистрации в журналах событий счетчиков фактов:
 - Параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.
- функция регистрации в журналах событий серверов фактов:
 - даты начала регистрации измерений;

установки и корректировки времени;
нарушение защиты сервера;
резервирование каналов передачи данных в системе;
резервирование электропитания оборудования системы.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
счётчиков электрической энергии;
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
испытательных коробок;
серверов.

- наличие защиты информации на программном уровне:
установка пароля на счетчике электрической энергии;
установка пароля на сервере, предусматривающего разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
использования цифровой подписи при передаче информации с результатами измерений.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист ЭС-98-11/2019-12-13.ПС паспорта на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	КОКС	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	18
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-35	6
Трансформатор тока	ТПОЛ10	2
Трансформатор тока	ТШП	24
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	9
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	15
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-СВЭЛ	33
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	2
Трансформаторкомбинированный	КОТЕФ	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RALQ-P4GB-DW-4	12
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALQ-P4GB-DW-4	9

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1820RLQ-P4GB-DW-4	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RLQ-P4GB-DW-4	8
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
	ПК «Энергосфера»	1
Паспорт	ЭС-98-11/2019-12-13.ПС	1
П р и м е ч а н и е – В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений.		

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе ЭС-98-11/2019-12-13.3.МИ «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Кольский» ПАО «ТГК-1» каскад Туломских ГЭС», аттестованном ООО «ОКУ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU311468.

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

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, лит. А, помещ. 7-Н

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, Ленинградской и Новгородской областях, Республике Карелия» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Екатерингофский, ул. Курляндская, д. 1, лит. А

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.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 82196-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания» НкЭС

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, серверы АИИС КУЭ (серверы сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), сервер управления (СУ), Web-серверы), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа средства измерений третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два сервера точного времени (основной и резервный в холодном режиме), на основе ГЛОНАСС-приемника типа СТВ-01 (Регистрационный №86603-22), серверы сбора данных (СД), таймеры УСПД и счетчиков. Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01 осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01. Серверы СД, в свою очередь, синхронизируют время УСПД.

Сличение времени таймера серверов СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при расхождении времени таймера СД и УСПД на величину от 1 до 4 секунд.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 секунды и более.

Журналы событий счетчиков, УСПД, серверов СД и СУ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 359116.10.2019. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	ИП	УСПД
1	2	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Жилпоселок, В-10 кВ Ф-23А	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т 0,5 К _{ТТ} =600/5 Рег.№32139-11	НТМИ-10-66 Кл.т 0,5 К _{ТН} =10000/100 Рег.№ 831-69	Меркурий 234 Кл.т 0,5S/1 Рег.№75755-19	ARIS-28xx Рег.№67864-17
2	ПС 110 кВ Жилпоселок, В-10 кВ Ф-43	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т 0,5 К _{ТТ} =600/5 Рег.№32139-11	НТМИ-10-66 Кл.т 0,5 К _{ТН} =10000/100 Рег.№ 831-69	Меркурий 234 Кл.т 0,5S/1 Рег.№75755-19	ARIS-28xx Рег.№67864-17
5	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская – Жарков 2 ц	ТВ Кл.т 0,2S К _{ТТ} =1000/1 Рег.№64181-16	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег.№ 24218-03	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 220 кВ Нижнекамская, ВЛ 110кВ Нижнекамская – Жарков 1 ц.	ТВУ-110-50 Кл.т 0,5 К _{ТТ} =750/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/√3:100/√3 Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
9	ПС 220 кВ Нижекамская, ВЛ 110кВ Нижекамская - ТАНЕКО	TG145-420 Кл.т 0,2S КТТ=1000/1 Рег.№30489-05	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
10	ПС 220 кВ Нижекамская, Ф-17	ТПЛ-10к(т) Кл.т 0,5 КТТ=300/5 Рег.№2367-68	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т 0,5 КТН=10000/100 Рег.№ 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 220 кВ Нижекамская, Ф-24	ТПЛ-10к(т) Кл.т 0,5 КТТ=300/5 Рег.№2367-68	НТМИ-10-66У3 Кл.т 0,5 КТН=10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
13	ПС 220 кВ Нижекамская, ВЛ 110кВ Нижекамская - Жарков 3 ц	ТВГ-110 Кл.т 0,2S КТТ=1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
14	ПС 220 кВ Нижекамская, ВЛ 110кВ Нижекамская - Жарков 4 ц.	ТВГ-110 Кл.т 0,2S КТТ=1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
15	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 220 кВ Заводская- Танеко	TG145-420 Кл.т 0,2S КТТ=1000/1 Рег.№30489-05	НКФ-220-58 У1 Кл.т 0,5 КТН=220000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14626-95	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
16	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-14	ТВУ-110-50 Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ 110-83У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
17	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-15	ТВУ-110-П Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ 110-83У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 1188-84	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
18	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-11,16	ТВУ-110-П Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
19	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-12,13	ТВУ-110-II Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
20	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-СОВ	ТВУ-110-II Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
21	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-1,2	ТВУ-110-II Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
22	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-3,4	ТВУ-110-II Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
23	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-23,МОП	ТВ-110/50 Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3190-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
24	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-5	ТВУ-110-II Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3182-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
25	ПС 220 кВ Заводская, ВЛ 110 кВ Заводская- ГПП-21,22	ТВ-110/50 Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3190-72	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
26	ПС 220 кВ Нижекамская, ВЛ 110кВ Нижекамская - КГПТО	ТВ-110 Кл.т 0,2S КТТ=600/1 Рег.№58640-14	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
30	ПС 220 кВ Нижекамская, 1 ОВ-110кВ	ТВГ-110 Кл.т 0,2S КТТ=1000/1 Рег.№22440-07	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
31	ПС 220 кВ Нижекамская, 2 ОВ-110кВ	ТВ-110/50 Кл.т 0,5 КТТ=1000/1 Рег.№3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 24218-03	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
32	ПС 220 кВ Заводская, 1 ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т 0,2S КТТ=2000/1 Рег.№82676-21	НКФ-110-83У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
33	ПС 220 кВ Заводская, 2 ОВ-110 кВ	ТОГФ-110 Кл.т 0,2S КТТ=2000/1 Рег.№82676-21	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 КТН=110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ- 4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№36697-17	СИКОН С70 Рег.№28822- 05

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа..

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.

Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
5, 9, 13, 14, 15, 26, 30, 32, 33. ТТ-0,2S; ТН-0,5; Wh-0,2S/0,5.	Мощность: - активная; - реактивная.	$\pm 0,8$ $\pm 1,8$	$\pm 1,6$ $\pm 2,3$
6, 10, 11, 16-25, 31. ТТ-0,5; ТН-0,5; Wh-0,2S/0,5.	Мощность: - активная; - реактивная.	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,2$ $\pm 4,7$
1, 2. ТТ-0,5; ТН-0,5; Wh-0,5S/1.	Мощность: - активная; - реактивная.	$\pm 1,2$ ± 3	$\pm 3,5$ $\pm 4,9$

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 для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	25
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{смк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 70000 100000 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	5
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10к(т)	4
Трансформаторы тока	TG145-420	6
Трансформаторы тока	ТВУ-110-50	6
Трансформаторы тока	ТВУ-110-II	21
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	9
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы тока	ТВ-110	3
Трансформаторы тока	ТВ	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ 110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	18
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	3

Продолжение таблицы 5

1	2	5
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	13
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Контроллеры сетевые промышленные	ARIS-28xx	1
Контроллеры многофункциональные	СИКОН С70	6
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359116.10.2024	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359116.10.2024	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359116.10.2024. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

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.

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)

ИНН 1655049111

Юридический адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14

Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Нижнекамские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» НкЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, ул. Ахтубинская, д. 14

Телефон (факс): (8555) 32-23-59, (8555) 41-97-27

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp16@tatcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «ЦСМ Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310659 выдан 13.05.2015 г.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан» (ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 83290-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Сетевая компания»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, серверы АИИС КУЭ (серверы сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), сервер управления (СУ), Web-серверы), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика:

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

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные

коммерческого учета соотносены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК № 7, 8, 9 10 состоящих из двух уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Для ИК № 1-6, 11-14, 16, 18, 20, 21 состоящих из трех уровней, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Сервер БД обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа средства измерений третьих лиц (предприятий потребителей, сетевых организаций, смежных субъектов ОРЭМ и др.), получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два сервера точного времени (основной и резервный в холодном режиме), на основе ГЛОНАСС-приемника типа СТВ-01 (Регистрационный № 86603-22), серверы сбора данных (СД), таймеры УСПД и счетчиков. Сравнение шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01 осуществляется периодически (не реже 1 раза в 1 час). Независимо от наличия расхождения производится синхронизация шкалы времени серверов АИИС КУЭ со шкалой времени СТВ-01.

Для ИК № 7, 8, 9 10 состоящих из двух уровней, сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с.

Для ИК № 1-6, 11-14, 16, 18, 20, 21 состоящих из трех уровней, серверы СД, синхронизируют время УСПД. Сличение времени таймера серверов СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при расхождении времени таймера СД и УСПД на величину от 1 до 4 секунд.

Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 2 секунды и более.

Журналы событий счетчиков, УСПД, серверов СД и СУ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 359114.11.2021. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: BinaryPackControls.dll CheckDataIntegrity.dll ComIECFunctions.dll ComModbusFunctions.dll ComStdFunctions.dll DateTimeProcessing.dll SafeValuesDataUpdate.dll SimpleVerifyDataStatuses.dll SummaryCheckCRC.dll ValuesDataProcessing.dll	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476 E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7 BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27 AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917 EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373 D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB 61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39 EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5 013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	ИП	УСПД
1	2	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №102	ТЛО-10 Кл.т 0,5S К _{ТТ} =600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
2	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ №206	ТЛО-10 Кл.т 0,5S К _{ТТ} =600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 К _{ТН} =6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
3	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ № 210	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт=400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
4	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ № 305	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт=600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
5	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ № 308	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт=400/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
6	ПС 110 кВ Южная, яч. 6 кВ № 408	ТЛО-10 Кл.т 0,5S Ктт=600/5 Рег.№ 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл.т 0,5 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 47583-11	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
7	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ № 407	ТОЛ-НТЗ Кл.т 0,5S Ктт=300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т 0,2 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-
8	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ № 306	ТОЛ-НТЗ Кл.т 0,5S Ктт=600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т 0,2 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-
9	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ № 204	ТОЛ-НТЗ Кл.т 0,5S Ктт=600/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т 0,2 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-
10	ПС 110 кВ Водозабор, яч. 6 кВ № 104	ТОЛ-НТЗ Кл.т 0,5S Ктт=300/5 Рег.№ 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл.т 0,2 Ктн=6000/√3:100/√3 Рег.№ 51676-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	-
11	ПС 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ № 9	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 Ктт=200/5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 Кл.т 0,5 Ктн=10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
12	ПС 110 кВ Крыловка, яч. 10 кВ № 46	ТВЛМ-10 Кл.т 0,5 Ктт=200/5 Рег.№ 1856-63	НТМИ-10-66 Кл.т 0,5 Ктн=10000/100 Рег.№ 831-69	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-17	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05
13	ПС 220 кВ Кутлу Букаш, ВЛ 220 кВ Букаш - Вятские Поляны	ТОГФ-220 Кл.т 0,2S Ктт=1000/5 Рег.№ 46527-11	ЗНГ-УЭТМ® Кл.т 0,2 Ктн=220000/√3:100/√3 Рег.№ 53343-13	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05

Продолжение таблицы 2

1	2	4	5	6	7
14	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Шиньша	ТФНД-110М Кл.т 0,5 К _{ТТ} =200/5 Рег.№ 2793-71	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05
16	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 110 кВ Новый Кинер - Илеть	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т 0,5 К _{ТТ} =300/5 Рег.№ 2793-71, 2793-88	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05
18	ПС 110 кВ Новый Кинер, ВЛ 35 кВ Новый Кинер - Мариец	ТФН-35М, ТФНД-35М Кл.т 0,5 К _{ТТ} =150/5 Рег.№ 3690-73, 3689-73	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =35000/100 Рег.№ 19813-09	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05
20	ПС 110 кВ Новый Кинер, ОМШВ 110 кВ	ТФНД-110М, ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т 0,5 К _{ТТ} =300/5 Рег.№ 2793-71, 2793-88	НКФ-110-57 У1 Кл.т 0,5 К _{ТН} =110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05
21	ПС 500 кВ Киндери, ВЛ 500 кВ Помары- Киндери	TG 550 Кл.т 0,2S К _{ТТ} =2000/1 Рег.№ 26735-08	СРВ-550 Кл.т 0,2 К _{ТН} =500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Рег.№ 47844-11	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т 0,2S/0,5 Рег.№ 36697-12	Сикон С70 Рег.№ 28822-05

Примечания:

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

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа..

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке.

Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
1	2	3	4
13, 21. ТТ-0,2S; ТН-0,2; Wh-0,2S/0,5.	Активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$
7-10. ТТ-0,5S; ТН-0,2; Wh-0,2S/0,5.	Активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,5$	$\pm 3,1$ $\pm 2,9$
1-6. ТТ-0,5S; ТН-0,5; Wh-0,2S/0,5.	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 2,9$ $\pm 3,0$
11, 12, 14, 16, 18, 20. ТТ-0,5; ТН-0,5; Wh-0,2S/0,5.	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,2$ $\pm 4,7$
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 для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$ 4 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	18
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos \varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos \varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
 - защита информации на программном уровне;
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой

подписи);

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18
Трансформаторы тока	TG 550	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	3
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	6
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	1
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	12
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	12
Трансформаторы напряжения измерительные	СРВ-550	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	12
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые	ЗНГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	11
Счетчики электрической энергии статические	СЭТ-4ТМ.03М	6
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	6
Серверы точного времени	СТВ-01	2
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Паспорт-формуляр	ПФ.359114.11.2024	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359114.11.2024	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359114.11.2024. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

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.

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Казанские электрические сети
(Филиал АО «Сетевая компания» КЭС)

ИНН 1655049111

Юридический адрес: 420021, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Г. Тукая, д. 109

Телефон (факс): 8(843) 572-10-21, Факс: 8(843) 264-58-56

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Казанские электрические сети
(Филиал АО «Сетевая компания» КЭС)

ИНН 1655049111

Адрес: 420021, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Г. Тукая, д. 109

Телефон (факс): 8(843) 572-10-21, Факс: 8(843) 264-58-56

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»
(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): (843) 291-08-33

E-mail: isp16@tatcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

в части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»
(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24

Телефон (факс): +7 (843) 291-08-33

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» августа 2024 г. № 1806

Регистрационный № 87657-22

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи измерительные Метран-2700

Назначение средства измерений

Преобразователи измерительные Метран-2700 (далее по тексту – преобразователи, ИП) предназначены для измерений и преобразований сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей (термопреобразователей сопротивления, преобразователей термоэлектрических и преобразователей, имеющих на выходе сигнал в виде изменения электрического сопротивления или электрического напряжения постоянного тока) либо в унифицированный выходной сигнал электрического постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и/или цифровой сигнал для передачи по проводному интерфейсу HART.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на измерении и преобразовании сигнала первичного измерительного преобразователя либо в унифицированный выходной сигнал электрического постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА и/или цифровой сигнал для передачи по проводному интерфейсу HART.

Преобразователи конструктивно выполнены в корпусе с расположенными на нем клеммами для подачи напряжения питания, подключения входного и выходного сигналов.

Преобразователи могут работать с термопреобразователями сопротивления и преобразователями термоэлектрическими, номинальные статические характеристики преобразований (НСХ) которых указаны в таблице 2, в том числе с Индивидуальной Статической Характеристикой термопреобразователя сопротивления при помощи функции Каллендара – Ван Дюзена (далее – ИСХ с КВД), а также с преобразователями, имеющими на выходе сигналы в виде изменения электрического сопротивления или электрического напряжения постоянного тока. Конфигурацию преобразователя (тип входного сигнала, диапазон измерений, схему подключения и т.д.) можно изменять, используя HART-коммуникатор или специальное программное обеспечение.

Возможно изготовление преобразователей следующих исполнений: Метран-2700ЕТ – базовое исполнение с унифицированный выходным сигналом; Метран-2700СТ – базовое исполнение с цифровым протоколом; Метран-2700НТ – исполнение высокой точности с цифровым протоколом. Возможно изготовление с дополнительными опциями BR5 и BR6 отличающимися рабочими диапазонами температуры окружающей среды.

Преобразователи могут устанавливаться либо в соединительной головке, смонтированной вместе с первичным измерительным преобразователем, либо отдельно (на монтажном кронштейне). Также преобразователи могут устанавливаться на рейке стандарта DIN с помощью дополнительного монтажного зажима.

Максимально возможные диапазоны измерений преобразователей в зависимости от типа НСХ приведены в таблице 2. Преобразователи обеспечивают перенастройку диапазона измерений в пределах, обозначенных в эксплуатационной документации.

Преобразователи, в зависимости от исполнения, имеют вид взрывозащиты «искробезопасная цепь», «взрывонепроницаемая оболочка при монтаже в соединительную головку». Взрывобезопасные исполнения преобразователей соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах». Взрывозащищенность преобразователей обеспечивается следующими видами взрывозащиты: взрывонепроницаемая оболочка «d», искробезопасная электрическая цепь «i», защита от воспламенения пыли оболочками «t», а также выполнением их конструкции в соответствии с общими требованиями к оборудованию, предназначенному для использования во взрывоопасных средах.

Допускается изготовление преобразователей с другим цветом корпуса.

Пломбирование преобразователей измерительных Метран-2700 не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографическим методом на наклейку.

Общий вид преобразователей представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей



Рисунок 2 – Место нанесение знака утверждения типа и заводского номера

Программное обеспечение

Преобразователи имеют только встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее - ПО). Данное ПО является неизменяемым и не считываемым. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики (основные погрешности)

НСХ, входные сигналы	Диапазон измерений, °С	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов,	
		для исполнений с кодом НТ	для исполнений с кодами СТ и ЕТ
1	2	3	4
Pt100 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,10$ °С	$\pm 0,15$ °С
Pt200 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,30$ °С	$\pm 0,40$ °С
Pt500 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Pt1000 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +300	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
50П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
100П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,10$ °С	$\pm 0,15$ °С
Cu50 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Cu50 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,20$ °С	$\pm 0,30$ °С
Cu100 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
Cu100 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,15$ °С	$\pm 0,20$ °С
В	от +100 до +1820	$\pm 3,00$ °С (в диапазоне от +100°С до +300 °С включ.); $\pm 1,00$ °С (в диапазоне св. +300°С до +1820°С)	$\pm 3,00$ °С (в диапазоне от +100°С до +300 °С включ.); $\pm 1,30$ °С (в диапазоне св. +300°С до +1820°С)
Е	от -200 до +1000	$\pm 0,25$ °С	$\pm 0,40$ °С
Ј	от -180 до +760	$\pm 0,25$ °С	$\pm 0,35$ °С
К	от -180 до +1372	$\pm 0,70$ °С (в диапазоне от -180°С до -90°С включ.); $\pm 0,40$ °С (в диапазоне св. -90°С до +1372°С)	$\pm 0,70$ °С (в диапазоне от -180°С до -90°С включ.); $\pm 0,50$ °С (в диапазоне св. -90°С до +1372°С)

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
N	от -200 до +1300	$\pm 0,50$ °C	$\pm 0,70$ °C
R	от 0 до +1768	$\pm 0,90$ °C	$\pm 1,00$ °C
S	от 0 до +1768	$\pm 0,80$ °C	$\pm 0,90$ °C
T	от -200 до +400	$\pm 0,40$ °C	$\pm 0,45$ °C
L	от -200 до +800	$\pm 0,35$ °C	$\pm 0,4$ °C
ИСХ с КВД ¹⁾	от -50 до +100	$\pm 0,07$ °C	-
ИСХ с КВД	от -200 до +850	$\pm 0,10$ °C	$\pm 0,15$ °C ²⁾
Милливольты	от -10 до +100 мВ	$\pm 0,025$ мВ	$\pm 0,035$ мВ
2-, 3-, 4-проводной омический вход	от 0 до 2000 Ом	$\pm 0,3$ Ом	$\pm 0,4$ Ом

¹⁾ Предел основной абсолютной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока с ИСХ по константам Каллендара – Ван Дюзена в пределах от -50 °C до +100 °C равна $\pm 0,02\%$ от настроенного диапазона измерения.

²⁾ Кроме исполнения с кодом ЕТ.

Примечания:

1) Пределы основной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом на основе цифрового протокола равны пределам основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов

2) Пределы основной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом от 4 до 20 мА равны сумме пределов основной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов и предела основной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока

3) Пределы основной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока равны:

$\pm 0,05\%$ от настроенного диапазона измерения для Метран-2700 с кодом ЕТ и СТ

$\pm 0,03\%$ от настроенного диапазона измерения для Метран-2700 с кодом НТ

4) При работе с преобразователями термоэлектрическими пределы основной абсолютной погрешности ИП увеличивается на величину абсолютной погрешности автоматической компенсации температуры свободных (холодных) концов термопары равной $\pm 0,5$ °C

Таблица 3 – Метрологические характеристики (дополнительные погрешности)

НСХ, входные сигналы	Диапазон измерений, °C	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов от изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °C отклонения температуры от +20 °C
1	2	3
Pt100 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,004$ °C
Pt200 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,012$ °C
Pt500 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +850	$\pm 0,012$ °C
Pt1000 ($\alpha = 0,00385$)	от -200 до +300	$\pm 0,006$ °C
50П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,008$ °C
100П ($\alpha = 0,00391$)	от -200 до +550	$\pm 0,004$ °C

Продолжение таблицы 3

1	2	3
Cu50 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,008$ °C
Cu50 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,008$ °C
Cu100 ($\alpha = 0,00426$)	от -50 до +200	$\pm 0,004$ °C
Cu100 ($\alpha = 0,00428$)	от -185 до +200	$\pm 0,004$ °C
B	от +100 до +1820	$\pm 0,056$ °C
E	от -200 до +1000	$\pm 0,016$ °C
J	от -180 до +760	$\pm 0,016$ °C
K	от -180 до +1372	$\pm 0,020$ °C
N	от -200 до +1300	$\pm 0,020$ °C
R	от 0 до +1768	$\pm 0,060$ °C
S	от 0 до +1768	$\pm 0,060$ °C
T	от -200 до +400	$\pm 0,020$ °C
L	от -200 до +800	$\pm 0,026$ °C
ИСХ с КВД	от -50 до +100	$\pm 0,004$ °C
ИСХ с КВД	от -200 до +850	$\pm 0,004$ °C
Милливольты	от -10 до +100 мВ	$\pm 0,002$ мВ
2-, 3-, 4-проводной омический вход	от 0 до 2000 Ом	$\pm 0,020$ Ом

Примечания:

1) Пределы дополнительной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом на основе цифрового протокола равны пределам дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов

2) Пределы дополнительной абсолютной погрешности ИП с выходным сигналом от 4 до 20 мА равны сумме пределов дополнительной абсолютной погрешности измерений и преобразований входных сигналов и предела дополнительной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока

3) Пределы дополнительной приведенной погрешности преобразований цифрового сигнала в унифицированный электрический выходной сигнал постоянного тока равны $\pm 0,002\%$ от настроенного диапазона измерений.

4) Значения в таблице приведены для диапазона окружающей среды от -40 °C до +85 °C. Пределы дополнительной погрешности измерений на 1 °C, в диапазоне температур окружающей среды от -60 °C до -40 °C в 3 раза выше значений указанных.

Пример расчета пределов суммарной погрешности преобразований в температуру, при температуре окружающей среды -56 °C для ИП Метран-2700НТ с НСХ Pt100 ($\alpha=0,00385$ °C), настроенного на диапазон измерений от 0 °C до +100 °C для цифрового выходного сигнала:

$$0,1+0,004 \times [20-(-40)]+0,012 \times [-40-(-56)]=0,532 \text{ °C}$$

Пример расчета пределов суммарной погрешности преобразований в температуру, при температуре окружающей среды -50 °C для ИП Метран-2700ЕТ с НСХ Pt100 ($\alpha=0,00385$ °C), настроенного на диапазон измерений от 0 °C до +100 °C для аналогового (токового) выходного сигнала:

$$(0,15+0,0005 \times [100-0])+(0,004 \times [20-(-40)]+0,012 \times [-40-(-50)]+0,00002 \times [20-(-40)] \times [100-0]+0,00006 \times [-40-(-50)] \times [100-0])=0,740 \text{ °C}$$

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 42,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Выходной сигнал	от 4 до 20 мА, HART
Степень защиты от пыли и воды: - для исполнения с соединительной головкой, в зависимости от типа соединительной головки; - для исполнения без соединительной головки.	IP65, IP66, IP68 -
Маркировка взрывозащиты	0Ex ia IIC T6...T5 Ga X; 1Ex db IIC T6...T5 Gb X; Ex tb IIIC T130°C Db X
Рабочие условия измерений: Температура окружающей среды, °C - без дополнительных опций - с опцией BR5 - с опцией BR6	от -40 до +85 от -51 до +85 от -60 до +85
Габаритные размеры, ширина × высота, мм, не более: - для исполнения с соединительной головкой; - для исполнения без соединительной головки.	160×205 128×100
Масса, кг, не более	2
Средняя наработка на отказ, ч., не менее	130000
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на табличку преобразователя способом, принятым на предприятии-изготовителе на место, указанное на рисунке 2, а также типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Преобразователь измерительный	Метран-2700	1 шт.
Руководство по эксплуатации	12.5363.000.00 РЭ	1 экз. ¹⁾
Паспорт	12.5363.000.00 ПС	1 экз.
¹⁾ Допускается на 10 штук преобразователей и меньшее количество при поставке в один адрес.		

Сведения и методики (методах) измерений

приведены в разделе «1 Описание и работа» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразований;

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

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

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

ТУ 4211-100-51453097-2022 Преобразователи измерительные Метран-2700.
Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран» (АО «ПГ «Метран»)

ИНН 7448024720

Юридический адрес: 454103, Челябинская обл., г.о. Челябинский, вн. р-н Центральный, г. Челябинск, пр-кт Новоградский, д. 15

Телефон: +7 (351) 24-24-444

Web-сайт: www.metran.ru

E-mail: info@metran.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран» (АО «ПГ «Метран»)

ИНН 7448024720

Юридический адрес: 454103, Челябинская обл., г.о. Челябинский, вн. р-н Центральный, г. Челябинск, пр-кт Новоградский, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 454103, Челябинская обл., г.о. Челябинский, вн. р-н Центральный, г. Челябинск, пр-кт Новоградский, д. 15

Телефон: +7 (351) 24-24-444

Web-сайт: www.metran.ru

E-mail: info@metran.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2, лит. А, помещ. I

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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