

СЕРТИФИКАТ
ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



№ 16312 от 13 апреля 2023 г.

Срок действия: бессрочный

Наименование типа средств измерений:

**Автоматизированная система управления технологическими процессами ПС 110/10 кВ
Острошицкий Городок № 722283**

Производитель:

**Открытое акционерное общество «АГАТ-системы управления»-управляющая
компания холдинга «Геоинформационные системы управления», г. Минск,
Республика Беларусь**

Выдан:

ОАО «Белэлектромонтажналадка», г. Минск, Республика Беларусь

Документ на поверку:

**МРБ МП.МН 3567-2023 «Система обеспечения единства измерений Республики
Беларусь. Автоматизированная система управления технологическими процессами
ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283. Методика поверки»**

Интервал времени между государственными поверками: **36 месяцев**

Тип средств измерений утвержден постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 13.04.2023 № 25

Средства измерений данного типа средства измерений, производимые в период срока действия данного сертификата об утверждении типа средства измерений, или утвержденный тип единичного экземпляра средства измерений разрешаются к применению на территории Республики Беларусь в соответствии с прилагаемым описанием типа средства измерений.

Председатель комитета



В.Б.Татаричкий

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
приложение к сертификату об утверждении типа средств измерений
от 13 апреля 2023 г. № 16312

Наименование типа средств измерений и их обозначение:

Автоматизированная система управления технологическими процессами
ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283

Назначение и область применения:

Автоматизированная система управления технологическими процессами
ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283 (далее – АСУ ТП) предназначена для
непрерывных измерений параметров технологического процесса (напряжения пере-
менного тока, силы переменного тока, активной и реактивной мощностей), формиро-
вания сигналов управления и регулирования.

Область применения: АСУ ТП используется для управления технологическим про-
цессом на подстанции.

Описание:

АСУ ТП является основным средством ведения оперативным персоналом технологи-
ческого процесса, обеспечивающим требуемый уровень надёжности и эффективности
эксплуатации основного и вспомогательного оборудования подстанции в различных
режимах функционирования. АСУ ТП предполагает интеграцию в существующую си-
стему верхнего уровня: производится передача информации на панельный АРМ (авто-
матизированное рабочее место оператора) и серверы в диспетчерском пункте (далее –
ДП) ОДС Минских ЭС, ДП РДС Городокского РЭС и ДП ЦДС РУП «Минскэнерго» по
стандартным открытым протоколам передачи данных МЭК 60870-5-104/101.

АСУ ТП обеспечивает:

сбор, обработку и представление информации о ходе технологических процессов
и о состоянии оборудования подстанции для оперативного и эксплуатационного пер-
сонала требуемых уровней управления;

контроль состояния оборудования подстанции согласно оперативной подчинён-
ности с уровня ДП;

информационную интеграцию с подсистемой релейной защиты и противоаварий-
ной автоматики (РЗиПА) и микропроцессорными устройствами других подсистем по
стандартным протоколам;

дистанционное телеуправление коммутационными аппаратами 110 кВ и 10 кВ
объектов с панельного АРМ диспетчера и удаленных серверов ОДС Минских ЭС;

оперативную диагностику технологических процессов и самодиагностику техни-
ческих средств системы.

АСУ ТП представляет собой трёхуровневую распределенную систему:

первый (нижний) уровень состоит из первичных измерительных преобразовате-
лей (далее – ПИП), терминалов релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоавар-
рийной автоматики (ПА), исполнительных механизмов различных подсистем, распо-
ложенным по всей территории подстанции;

второй (средний) уровень представлен многофункциональными контроллерами
ARIS 2803, ARIS 2814 (с крейтами расширения ARIS 2808E);

третий (верхний) уровень представлен коммутаторами второго уровня SICOM3024P-24M4T-SC05-HV-HV в качестве шины подстанции в количестве двух штук и SICOM3000A-2SFP8T-L5-L5, программными модулями сбора и обработки телеинформации Redkit производства ОАО «Прософт-системы» г. Екатеринбург на платформе BVK, ТУ ВУ 192948553.003-2021, а также источником точного времени PTS-DR200-7-1110, базой данных PostgreSQL и панельным APM FRONT Station 480.99.4015(00-06144056) с клиентской частью SCADA Redkit для визуализации технологического процесса.

Контроллеры ARIS 2803, ARIS 2814 и их крейты расширения ARIS 2808E включают в себя платы дискретных входов и выходов, что обеспечивает прием телеинформации типа «сухой контакт» от первичного оборудования подстанции и смежных систем, а также выполняют команды телеуправления и команды разрешения на управление от логики оперативной блокировки коммутационными аппаратами. Модули последовательных интерфейсов контроллеров обеспечивают прием сигналов по интерфейсу RS-485 от измерительных преобразователей и датчиков тока и напряжения.

Модули сбора и обработки телеинформации Redkit, локализованные на промышленных серверах, обеспечивают информационную стыковку устройств нижнего уровня, а также контроллеров ARIS 2803, ARIS 2814 с системой верхнего уровня. Модули сбора и обработки телеинформации Redkit выступают в роли шлюзов данных с конвертерами протоколов передачи данных. «Горячее резервирование» модулей обеспечивает бесперебойную работу системы с минимальными задержками на переключение при выходе из строя одного из серверов.

Источник точного времени обеспечивает синхронизацию всех устройств АСУ ТП для обеспечения единства времени событий.

АСУ ТП содержит 37 измерительных каналов (далее – ИК), применяемых при измерениях в сфере законодательной метрологии.

В АСУ ТП в качестве ПИП нижнего уровня используются средства измерений (далее – СИ) утверждённых типов, внесённые в Государственный реестр СИ Республики Беларусь и проходящие государственную поверку с установленным интервалом времени между государственными поверками, указанным в сертификате об утверждении типа СИ. Перечень используемых в составе АСУ ТП СИ указан в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование и обозначение типа СИ | Обозначение модификаций (исполнений) используемых СИ | Производитель СИ |
|--|--|--|
| Преобразователи измерительные цифровые многофункциональные ЦП 9010 | ЦП 9010М | ООО «Энерго-Союз», Республика Беларусь |
| Примечание – Допускается замена СИ, входящих в состав АСУ ТП, на аналогичные СИ утверждённых типов, внесённые в Государственный реестр СИ Республики Беларусь и проходящие государственную поверку с установленным интервалом времени между государственными поверками, указанным в сертификате об утверждении типа СИ, с метрологическими характеристиками не хуже указанных в настоящем описании типа. | | |

Программное обеспечение (далее – ПО) АСУ ТП состоит из встроенного ПО (операционной системы низовых контроллеров, реализованной на базе операционной системы реального времени для глубоко встраиваемых систем QNX) и внешнего ПО Redkit SCADA. Встроенное ПО устанавливается в энергонезависимую память программируемых контроллеров в производственном цикле и в процессе эксплуатации изменению не подлежит.

Защита от доступа организована системой аутентификации пользователя.

Фотографии общего вида средств измерений представлены в приложении 1. Схема (рисунок) с указанием места для нанесения знака поверки средств измерений представлена в приложении 2.

Обязательные метрологические требования: представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2

| Наименование | Значение |
|--|-----------|
| Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК напряжения переменного тока, % | $\pm 0,5$ |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК силы переменного тока, % | $\pm 0,5$ |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности ИК активной и реактивной мощности, % | $\pm 0,5$ |

Таблица 3

| № ИК | Наименование ИК | Диапазон измерений ИК | Тип ПИП | Пределы допускаемой приведенной погрешности ПИП, % ¹⁾ | Ктт ²⁾ | Ктн ³⁾ |
|------|---|-----------------------|----------|--|-------------------|-------------------|
| 1 | Напряжение фазы А – U _a Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 2 | Напряжение фазы В – U _b Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 3 | Напряжение фазы С – U _c Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 4 | Междуфазное напряжение АВ – U _{ab} Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 5 | Междуфазное напряжение ВС – U _{bc} Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 6 | Междуфазное напряжение СА – U _{ca} Ячейка 110 кВ E01. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | – | 1100 |
| 7 | Ток фазы А – I _a Ячейка 110 кВ E02. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 8 | Ток фазы В – I _b Ячейка 110 кВ E02. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 9 | Ток фазы С – I _c Ячейка 110 кВ E02. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 10 | Активная мощность Р Ячейка 110 кВ E02. ВЛ | от 0 до 28,58 МВт | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | 1100 |
| 11 | Реактивная мощность Q Ячейка 110 кВ E02. ВЛ | от 0 до 28,58 Мвар | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | 1100 |
| 12 | Ток фазы А – I _a Ячейка 110 кВ E03. Т2 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 13 | Ток фазы В – I _b Ячейка 110 кВ E03. Т2 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 14 | Ток фазы С – I _c Ячейка 110 кВ E03. Т2 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 15 | Активная мощность Р Ячейка 110 кВ E03. Т2 | от 0 до 19,05 МВт | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | 1100 |
| 16 | Реактивная мощность Q Ячейка 110 кВ E03. Т2 | от 0 до 19,05 Мвар | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | 1100 |
| 17 | Ток фазы А – I _a Ячейка 110 кВ E04. СВ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 18 | Ток фазы В – I _b Ячейка 110 кВ E04. СВ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 19 | Ток фазы С – I _c Ячейка 110 кВ E04. СВ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 20 | Активная мощность Р Ячейка 110 кВ E04. СВ | от 0 до 28,58 МВт | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | 1100 |
| 21 | Реактивная мощность Q Ячейка 110 кВ E04. СВ | от 0 до 28,58 Мвар | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | 1100 |
| 22 | Ток фазы А – I _a Ячейка 110 кВ E05. Т1 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 23 | Ток фазы В – I _b Ячейка 110 кВ E05. Т1 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 24 | Ток фазы С – I _c Ячейка 110 кВ E05. Т1 | от 0 до 400 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | – |
| 25 | Активная мощность Р Ячейка 110 кВ E05. Т1 | от 0 до 19,05 МВт | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | 1100 |
| 26 | Реактивная мощность Q Ячейка 110 кВ E05. Т1 | от 0 до 19,05 Мвар | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 80 | 1100 |
| 27 | Ток фазы А – I _a Ячейка 110 кВ E06. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 28 | Ток фазы В – I _b Ячейка 110 кВ E06. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 29 | Ток фазы С – I _c Ячейка 110 кВ E06. ВЛ | от 0 до 600 А | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | – |
| 30 | Активная мощность Р Ячейка 110 кВ E06. ВЛ | от 0 до 28,58 МВт | ЦП 9010М | $\pm 0,5$ | 120 | 1100 |

| № ИК | Наименование ИК | Диапазон измерений ИК | Тип ПИП | Пределы допускаемой приведенной погрешности ПИП, % ¹⁾ | Ктт ²⁾ | Ктн ³⁾ |
|------|---|-----------------------|----------|--|-------------------|-------------------|
| 31 | Реактивная мощность Q Ячейка 110 кВ E06. ВЛ | от 0 до 28,58 Мвар | ЦП 9010М | ±0,5 | 120 | 1100 |
| 32 | Напряжение фазы А – U _a Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |
| 33 | Напряжение фазы В – U _b Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |
| 34 | Напряжение фазы С – U _c Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 79,39 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |
| 35 | Междуфазное напряжение АВ – U _{ab} Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |
| 36 | Междуфазное напряжение ВС – U _{bc} Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |
| 37 | Междуфазное напряжение СА – U _{ca} Ячейка 110 кВ E07. ТН | от 0 до 137,5 кВ | ЦП 9010М | ±0,5 | – | 1100 |

¹⁾ Пределы допускаемой приведенной погрешности в процентах от диапазона измерений.
²⁾ Ктн – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.
³⁾ Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.
Примечание – возможно уменьшение количества ИК в связи с их демонтажем, отражённое в соответствующих документах владельца АСУ ТП.

Основные технические характеристики и метрологические характеристики, не относящиеся к обязательным метрологическим требованиям: представлены в таблице 4.

Таблица 4

| Наименование | Значение |
|--|------------------------------|
| Условия эксплуатации: | |
| диапазон температуры окружающего воздуха для оборудования АСУ ТП, расположенного в оперативном пункте управления | от 5 °С до 40 °С |
| диапазон температуры окружающего воздуха для технических средств нижнего уровня АСУ ТП, расположенных в шкафах ЗРУ 10 кВ | от минус 25 °С до плюс 40 °С |
| относительная влажность окружающего воздуха при температуре 30 °С и более низких температурах без конденсации влаги | не более 95 % |
| Параметры электропитания: | |
| напряжение питания сети | (230 ± 23) В |
| номинальная частота | 50 Гц |

Комплектность: представлена в таблице 5.

Таблица 5

| Наименование | Количество |
|--|------------|
| Автоматизированная система управления технологическими процессами ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283 в составе: | |
| преобразователь измерительный цифровой многофункциональный ЦП 9010М | 37 |
| многофункциональный контроллер ARIS 2803 | 2 |
| многофункциональный контроллер ARIS 2814 | 2 |
| программный модуль сбора и обработки телеинформации Redkit | 2 |
| источник точного времени PTS-DR200-7-1110 | 1 |
| коммутатор второго уровня SICOM3024P-24M4T-SC05-HV-HV | 2 |
| коммутаторы второго уровня SICOM3000A-2SFP8T-L5-L5 | 2 |
| серверы на платформе BVK, ТУ ВУ 192948553.003-2021 | 2 |
| панельный АРМ FRONT Station 480.99.4015(00-06144056) | 1 |
| Паспорт на АСУ ТП | 1 |

Место нанесения знака утверждения типа средств измерений: знак утверждения типа средств измерений наносится на титульный лист паспорта.

Поверка осуществляется по МРБ МП.МН 3567-2023 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Автоматизированная система управления технологическими процессами ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок. Методика поверки».

Сведения о методиках (методах) измерений: отсутствуют.

Технические нормативные правовые акты и технические документы, устанавливающие: требования к типу средств измерений:

ГОСТ 8.603-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерительные информационные и автоматизированные системы управления технологическими процессами. Метрологическое обеспечение. Основные положения»;

техническая документация производителя (паспорт) – ОАО «АГАТ – системы управления» – управляющая компания холдинга «Геоинформационные системы управления»;

методику поверки:

МРБ МП.МН 3567-2023 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Автоматизированная система управления технологическими процессами ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283. Методика поверки».

Перечень средств поверки: представлен в таблице 6.

Таблица 6

| Наименование и тип средств поверки |
|---|
| Комплекс программно-технический измерительный РЕТОМ-61 |
| Прибор измерительный ПИ-002/1 |
| Примечание – Допускается применять другие средства поверки, обеспечивающие определение метрологических характеристик с требуемой точностью. |

Идентификация программного обеспечения: представлена в таблице 7.

Таблица 7

| Идентификационное наименование | Номер версии ПО (идентификационный номер) |
|--------------------------------|---|
| Redkit SCADA | 1.3.32 |

Заключение о соответствии утвержденного типа средств измерений требованиям технических нормативных правовых актов и/или технической документации производителя: автоматизированная система управления технологическими процессами ПС 110/10 кВ Острошицкий Городок № 722283 соответствует требованиям ГОСТ 8.603-2011, технической документации производителя (паспорт) – ОАО «АГАТ – системы управления» – управляющая компания холдинга «Геоинформационные системы управления».

Производитель средств измерений

ОАО «АГАТ – системы управления» – управляющая компания холдинга «Геоинформационные системы управления»

Республика Беларусь, 220114, г. Минск, пр. Независимости, 117, пом.1.

Телефон: (+375-17) 337-54-55

факс: (+375-17) 374-24-50

e-mail: agat@agat.by

www.agat.by

Уполномоченное юридическое лицо, проводившее испытания средств измерений/метрологическую экспертизу единичного экземпляра средств измерений

Республиканское унитарное предприятие «Белорусский государственный институт метрологии» (БелГИМ)

Республика Беларусь, 220053, г. Минск, Старовиленский тракт, 93

Телефон: +375 17 374-55-01

факс: +375 17 244-99-38

e-mail: info@belgim.by

- Приложения: 1. Фотографии общего вида средств измерений на 3 листах.
2. Схема (рисунок) с указанием места для нанесения знака поверки средств измерений на 1 листе.

Директор БелГИМ



А.В. Казачок

Приложение 1 (обязательное)

Фотографии общего вида средств измерений

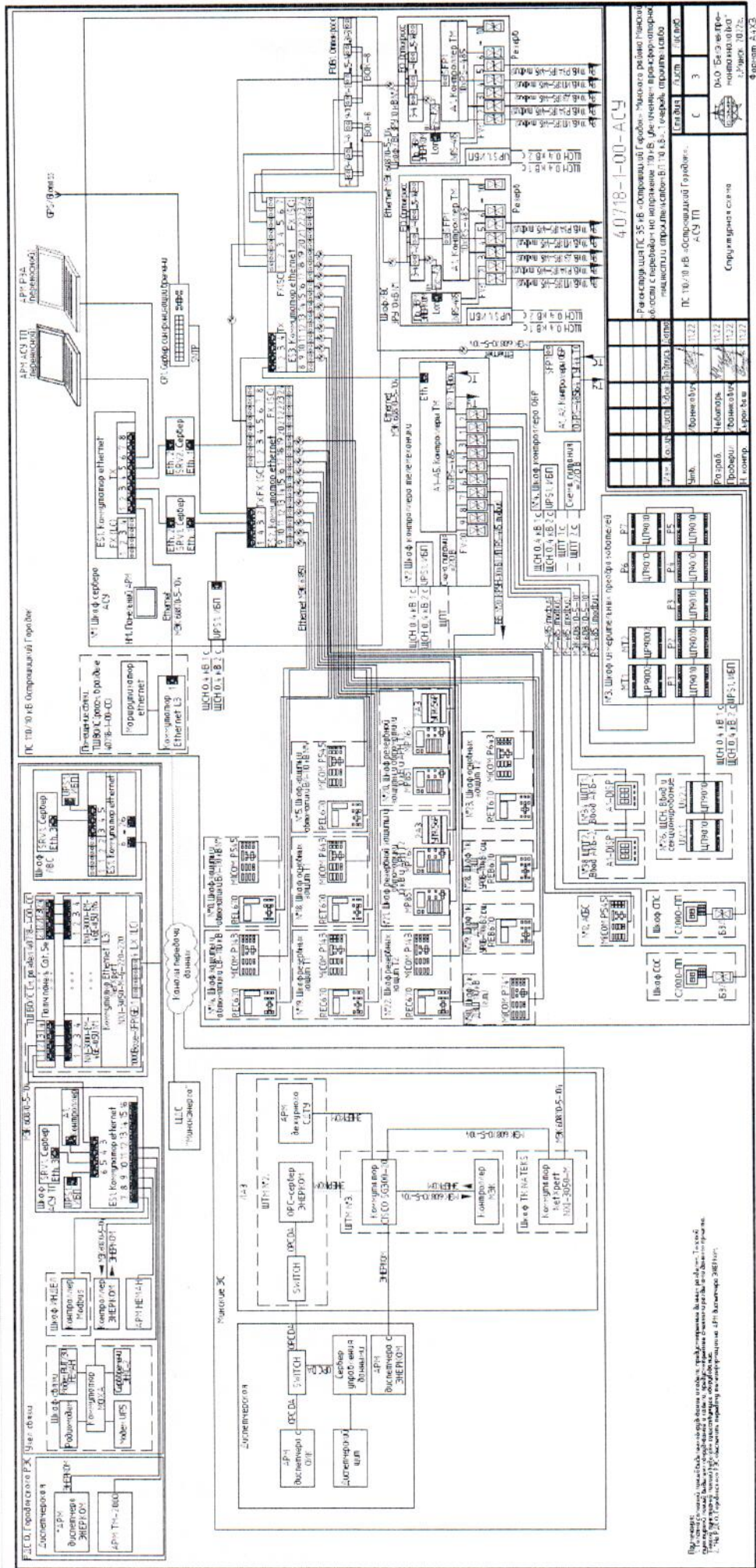


Рисунок 1.1 – Структурная схема АСУ ТП

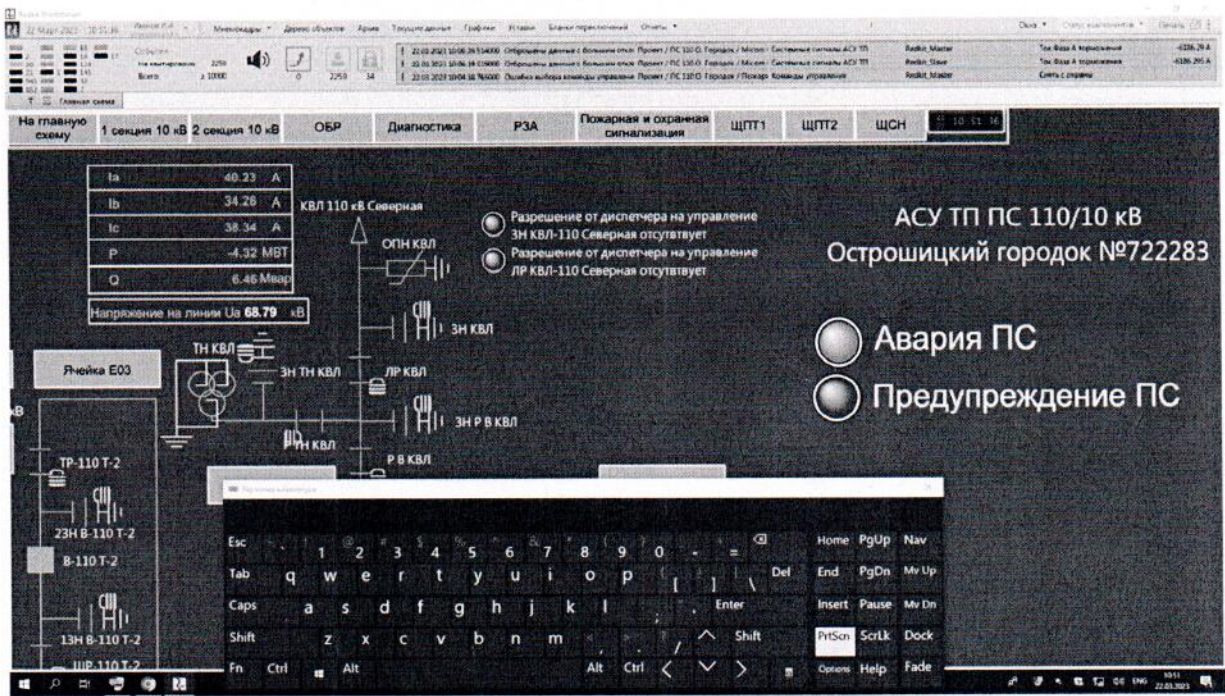


Рисунок 1.2 – Фотография идентификации АСУ ТП на дисплее АРМ

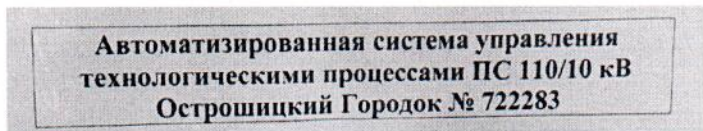


Рисунок 1.3 – Фотография маркировки АСУ ТП

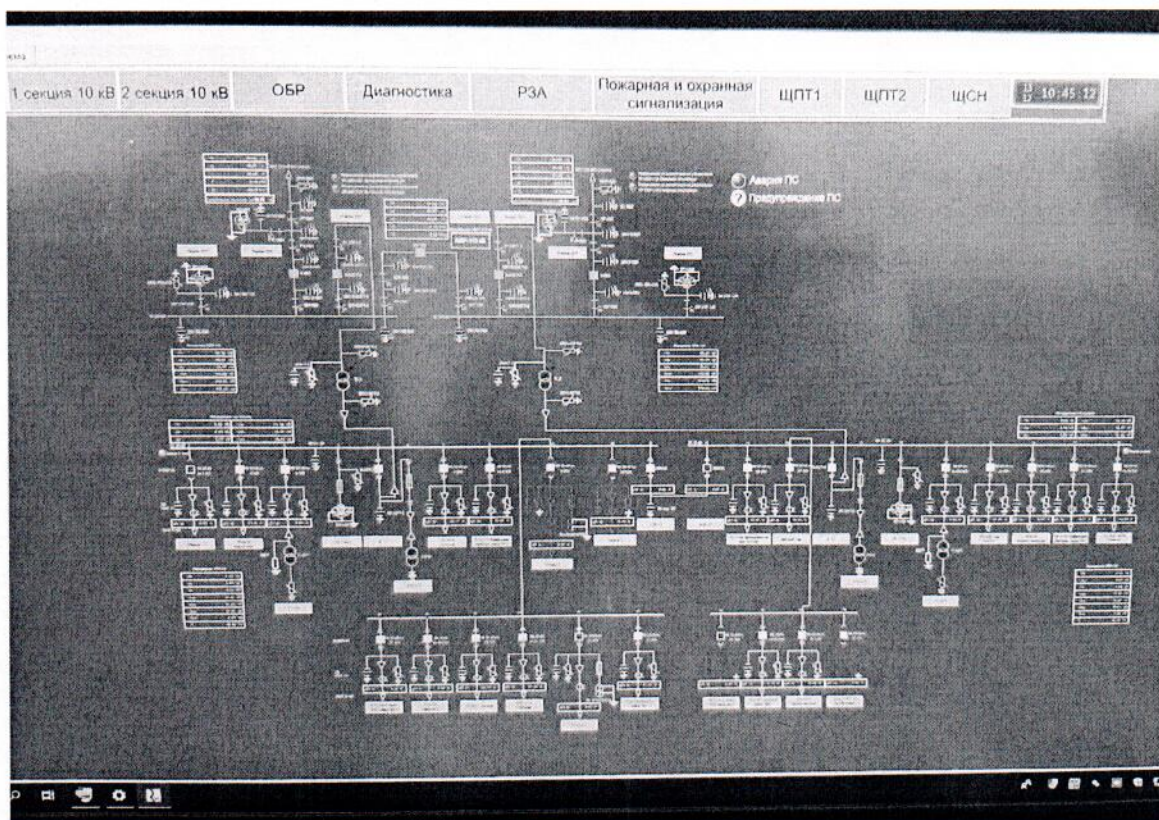


Рисунок 1.4 – Фотографии внешнего вида дисплея АРМ из состава АСУ ТП

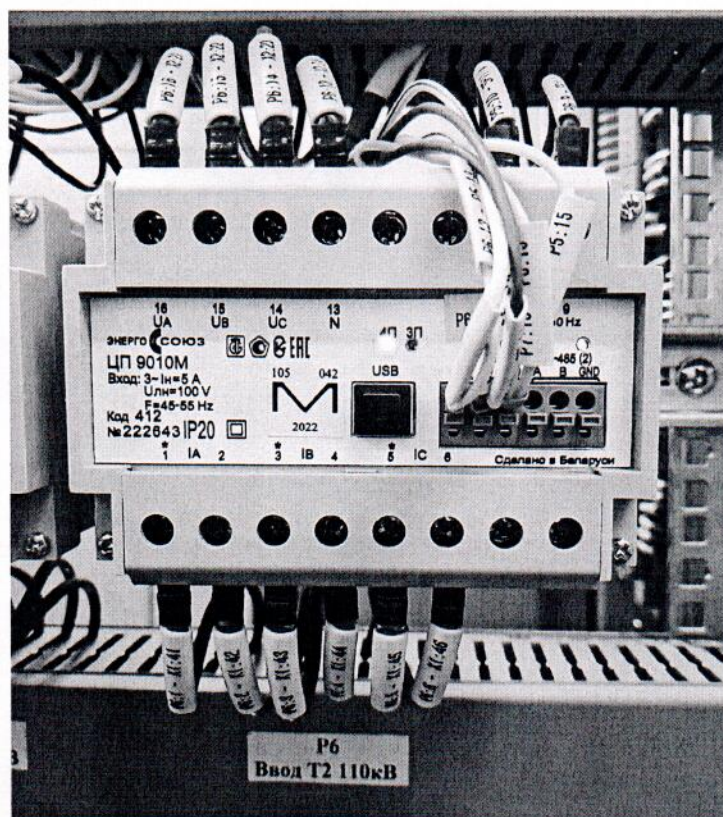
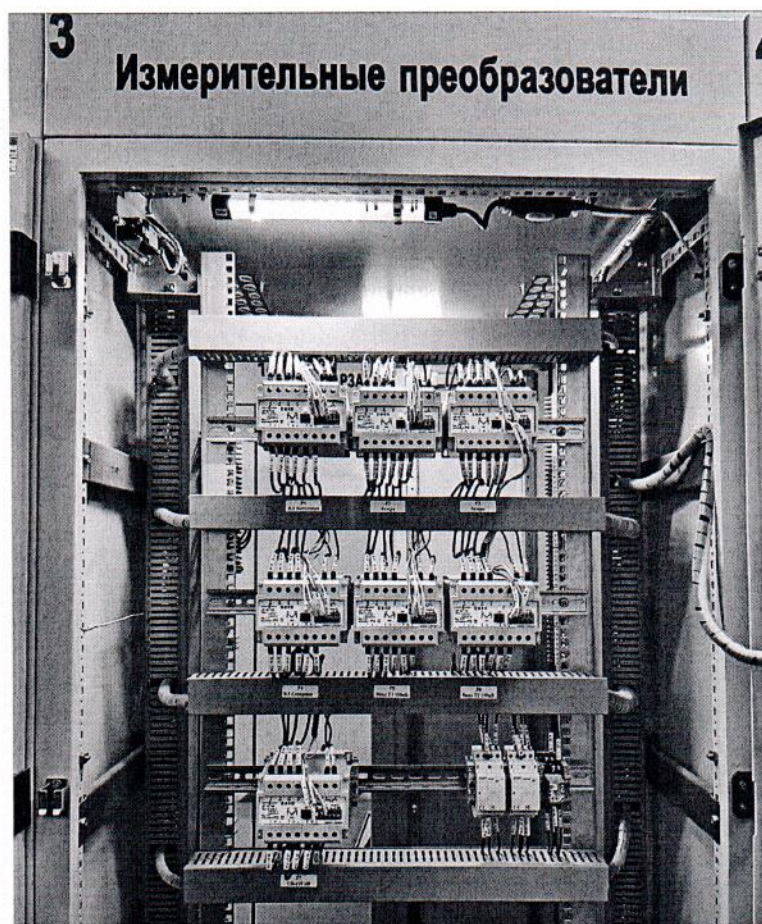


Рисунок 1.5 – Внешний вид преобразователей измерительных цифровых многофункциональных ЦП 9010М из состава АСУ ТП

Приложение 2
(обязательное)

Схема (рисунок) с указанием места для нанесения знака поверки средств измерений

Знак поверки средств измерений наносится на свидетельство о государственной поверке АСУ ТП.